

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ERAFlex

Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Torralba Díaz, L.; Deissenroth, M.; Fleischer, B.; Guthoff, F.; Hufendiek, K.;
Reeg, M.; Savvidis, G.; Schimeczek, C.



Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Impressum

Herausgeber

Universität Stuttgart
Keplerstraße 7
70174 Stuttgart
Deutschland

Bearbeiter

Forschungsverbund STRise - Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy mit den folgenden Instituten und Personen:

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Benjamin Fleischer	Felix Guthoff
Kai Hufendiek	Georgios Savvidis
Laura Torralba Díaz	

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik

Matthias Reeg	Marc Deissenroth
Christoph Schimeczek	

Veröffentlichung: 2019

ERAFlex

Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Inhalt

1	EINLEITUNG.....	1
1.1	Hintergrund und Zielsetzung.....	1
1.2	Aufbau des Berichts	5
2	REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN.....	7
2.1	Retrospektive Bewertung regulatorischer Instrumente hinsichtlich ihrer Wirksamkeit	7
2.2	Einführung der Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie	11
2.3	Regulatorischer Rahmen für Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen	13
3	ENTWICKLUNG EINES GEMEINSAMEN SZENARIORAHMENS.....	22
4	METHODE DER MODELLKOPPLUNG	24
4.1	Beschreibung der Modelle	24
4.1.1	E2M2.....	24
4.1.2	AMIRIS	28
4.1.3	Gegenüberstellung der mathematischen Modellansätze aus AMIRIS und E2M2	33
4.2	Mehrstufiges Simulationsablaufscha im Elektrizitätsmarktmodell E2M2.....	35
4.2.1	Stufe 1: Langfristige Ausbauplanung	36
4.2.2	Stufe 2: Kraftwerkseinsatzplanung mit integralem Planungshorizont	37
4.2.3	Stufe 3: Kraftwerkseinsatzplanung mit eingeschränktem Planungshorizont	38
4.3	Simulation der Strategien für Marktakteure in AMIRIS.....	39
4.3.1	Strompreisbildung	39
4.3.2	Gebotslegung erneuerbarer Technologien.....	41
4.3.3	Betriebsverhalten für Biogasanlagen	42
4.3.4	Entwicklung von Speicherbetriebsstrategien	43
4.3.5	Strompreisprognose	45

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

5	HARMONISIERUNG DER MODELLE	51
5.1	Vorgehen zur Auswertung der Ergebnisse der Modellharmonisierung	51
5.1.1	Vergleichskriterien der Modellharmonisierung	51
5.1.2	Entwicklung eines Auswertetools zur automatischen Identifizierung kostenneutraler Unterschiede	52
5.2	Thermische Flexibilitätsoptionen	54
5.2.1	Konventionelle Kraftwerke	54
5.2.2	Biomasseanlagen	56
5.2.3	Überregionaler Stromaustausch	57
5.3	Abregelung erneuerbarer Energien	59
5.4	Speichereinsatz	61
5.5	Gewonnene Erkenntnisse für zukünftige Modellkopplungen	70
6	ERGEBNISSE DER OPTIMIERUNGS- UND SIMULATIONS-LÄUFE	72
6.1	Detaillierte Analyse des Efficiency-Gaps im Referenzszenario	73
6.1.1	Akteursspezifisches Verhalten	74
6.1.2	Entscheidung unter Unsicherheiten	80
6.1.3	Regulatorische Rahmenbedingungen	95
6.1.4	Unsicherheiten und Rahmenbedingungen	103
6.2	Analyse des Efficiency-Gaps bei Szenarien mit höheren EE-Anteilen	109
7	DISKUSSION DER ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNG	124
7.1	Diskussion der Modellergebnisse	125
7.2	Schlussfolgerungen	127
7.3	Ausblick	129
A	ANHANG	132
A.1	Gemeinsame Datenbasis	132
A.2	Vergleichsmatrix	136
	LITERATURVERZEICHNIS	144

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 2.1: Schema der Bewertungsmethode von (Finkbeiner 2017)	8
Abbildung 2.2: Gesamtübersicht der Resultate der Phaseneinteilung A von (Finkbeiner 2017)	9
Abbildung 2.3: Gesamtübersicht der Resultate der Phaseneinteilung B von (Finkbeiner 2017)	10
Abbildung 2.4: Funktionsweise der variablen Marktprämie MP_{var} im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung FiT	12
Abbildung 2.5: Durchschnittliche mengengewichtete Stromendkundenpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC), Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)	15
Abbildung 2.6: Gewerbekunden Preisniveaubestandteile als arithmetisches Mittel für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr, Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)	15
Abbildung 2.7: Industriekunde Preisniveaubestandteile als arithmetisches Mittel für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen (EEG-Umlagebefreiung etc.), Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)	15
Abbildung 4.1: Steckbrief des Elektrizitätsmarktmodells E2M2	25
Abbildung 4.2: Steckbrief des Strommarktmodells AMIRIS	28
Abbildung 4.3: Struktur des Agentenmodells AMIRIS	30
Abbildung 4.4: Stilisiertes Merit-Order Modell.....	31
Abbildung 4.5: Mehrstufiges Simulationsablaufschemata in E2M2	36
Abbildung 4.6: Schematische Darstellung der Strompreisfindung in AMIRIS zu Beginn von ERAFlex; farbige Blöcke symbolisieren Gebotsblöcke verschiedener konventioneller Kraftwerkstechnologien	40
Abbildung 4.7: Schematische Darstellung der implementierten Merit-Order in AMIRIS; Gebote erneuerbarer Stromerzeuger in grün; ‚Mark-ups‘ bzw. ‚Mark-downs‘ für Gebotsblöcke konventioneller Erzeugungstechnologien in orange bzw. blau; zugehörige marginale Produktionskosten in grau .	41
Abbildung 4.8: Betriebsstrategien „Dauerlast“ und „Tag-Nacht“ für Biogasanlagen mit Strompreisbeispiel ..	42
Abbildung 4.9: Schematische Abbildung der Energieflüsse eines generalisierten Speichers	43
Abbildung 4.10: Schematische Darstellung der Voraussichts- und Planungslänge der Speicher, beispielhaft Bezug nehmend auf den zu erwartenden Strompreis; Je nach Einsatzstrategie können auch andere Bezüge relevant sein	44
Abbildung 4.11: Schematische Darstellung der Lade- und Entladeleistungen bei der heuristischen Speichereinsatzstrategie	45
Abbildung 4.12: Beispielhafte Darstellung des tatsächlichen Börsenstrompreises im Januar 2017 (blau), einer zugehörigen professionellen Preisprognose (orange) und einer Addition eines normalverteilten Fehlers auf den tatsächlichen Börsenpreis (grau)	46
Abbildung 4.13: Mittlere betragsmäßige Vorhersageunsicherheiten für Strompreise, EE-Einspeisung und Last (Quelle: ENTSO-E) in 2017 und 2018 nach Tageszeit	47

Abbildung 4.14: Strompreisvorhersagefehler für die Jahre 2017 & 2018 über historischem Strompreis mit daran angepasstem Polynom dritten Grades	48
Abbildung 4.15: Häufigkeit des differenzierten Vorhersagefehlers und angepasste Exponentialkurve	49
Abbildung 4.16: künstlich erzeugter Vorhersagefehler auf Basis der historischen Strompreise (orange) und tatsächliche Abweichung der Strompreisvorhersage im selben Zeitraum zu Beginn des Jahres 2017	49
Abbildung 5.1: Auftretende Börsenpreisabweichungen zwischen E2M2 und AMIRIS bei der Harmonisierung des Basis-Modells	55
Abbildung 5.2: Ausschnitt der Merit-Order bei der Harmonisierung des Basis-Modells	56
Abbildung 5.3: Betriebsstrategie von Biogasanlagen in E2M2 und AMIRIS (blau) sowie Differenz aus AMIRIS- Börsenstrompreis und E2M2-Grenzkosten (grün) über 240 modellierten Stunden	57
Abbildung 5.4: Auftretende Börsenpreisabweichungen zwischen E2M2 und AMIRIS mit vorgegebenen Im- und Exporte mit Frankreich.....	59
Abbildung 5.5: Abweichung der Abregelungsentscheidung der Offshore-Windkraftanlagen von AMIRIS zu E2M2 vor der Änderung der Strompreisbildung in AMIRIS.....	60
Abbildung 5.6: Abweichung der Abregelungsentscheidung der Windkraftanlagen von AMIRIS zu E2M2 nach der Änderung der Strompreisbildung in AMIRIS.....	60
Abbildung 5.7: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario	63
Abbildung 5.8: Verlauf der Speicherleistung (oben), der Abregelung erneuerbarer Energien (Mitte) und der Systemkosten (unten) in E2M2 und AMIRIS sowie ihre kumulierte Differenz während eines kostenneutralen Zeitintervalls, mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %- Szenario	65
Abbildung 5.9: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario	66
Abbildung 5.10: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario	67
Abbildung 5.11: Systemkostendifferenz zwischen AMIRIS und E2M2 im EE 40 %-Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anzahl an Diskretisierungsschritten und mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie in AMIRIS	69
Abbildung 5.12: Stündliche Strompreisabweichung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	70
Abbildung 6.1: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario.....	75
Abbildung 6.2: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	75
Abbildung 6.3: Strompreise zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung von E2M2 und AMIRIS sowie die Differenz bei der EE- Abregelung bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie	76
Abbildung 6.4: Strompreise in E2M2 und AMIRIS in den Simulationsstunden 500-1.000 bei „profitmaximierender“-Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	77
Abbildung 6.5: Vergleich der Speicherleistung, der Residuallast nach Speichereinsatz, der Strompreise und Systemkosten in der Stunde 777-788 bei „profitmaximierender Speicherstrategie in AMIRIS im EE- 40 %-Szenario	78
Abbildung 6.6: EE-Abregelung in E2M2 und AMIRIS bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie im EE-40 % Szenario	79
Abbildung 6.7: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie im 40 % EE-Szenario	80

Abbildung 6.8: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	82
Abbildung 6.9: Residuallast in E2M2 und AMIRIS vor und nach dem Speichereinsatz mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	82
Abbildung 6.10: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1000 im EE 40 %-Szenario	83
Abbildung 6.11: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	83
Abbildung 6.12: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	84
Abbildung 6.13: Vergleich der Speicherleistung (oben links), der Residuallast nach Speichereinsatz (oben rechts), der Strompreise (unten links) und der Systemkosten (unten rechts) in der Stunde 776 bis 789 mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario	85
Abbildung 6.14: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	87
Abbildung 6.15: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1000 im EE 40 %-Szenario	87
Abbildung 6.16: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	88
Abbildung 6.17: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario	89
Abbildung 6.18: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario	90
Abbildung 6.19: Strompreise zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Differenz bei der EE-Abregelung (unten) bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario	91
Abbildung 6.20: Strompreise in E2M2 und AMIRIS in den Simulationsstunden 500-1.000 bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario	92
Abbildung 6.21: Vergleich der Speicherleistung, der Residuallast nach Speichereinsatz, der Strompreise und Systemkosten in der Stunde 777-788 bei „profitmaximierender Speicherstrategie in AMIRIS im EE-40 %-Szenario	93
Abbildung 6.22: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario	94
Abbildung 6.23: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und zwei Speicherbetreibern und Berücksichtigung von Preisrisiken	94
Abbildung 6.24: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung AMIRIS ohne und mit Marktprämie und „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im adaptierten EE 40 %-Szenario	97
Abbildung 6.25: Strompreise sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung sowie die Differenz bei Speicherdispatch und der EE-Abregelung bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie (unten) ohne und mit variabler Marktprämie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario	98
Abbildung 6.26: Strompreise in AMIRIS in den Simulationsstunden 3.000-3.500 bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie ohne und mit variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario	99
Abbildung 6.27: Marktprämie und Marktwerte in AMIRIS bei „systemkostenminimierender“- Speicherstrategie mit variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario	100
Abbildung 6.28: Differenz der EE-Abregelung ohne und mit Marktprämie im EE-40 % Szenario	100

Abbildung 6.29: Vergleich der Speicherleistung, der EE-Abregelung, der Residuallast (RL) nach Speichereinsatz und der Strompreise in den Stunden 6.054-6.062 mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie ohne und mit variabler Marktprämie im EE-40 %-Szenario	101
Abbildung 6.30: Systemkosten im Lauf mit und ohne variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario	102
Abbildung 6.31: Kumulierte Systemkostendifferenz ohne und mit Marktprämie im 40 % EE-Szenario.....	102
Abbildung 6.32: Ein- und Ausspeicherleistung AMIRIS bei zehn Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und mit Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2.....	104
Abbildung 6.33: Strompreise sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung sowie die Differenz bei Speicherdispatch und der EE-Abregelung (unten) bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2...	105
Abbildung 6.34: Strompreise in den Simulationsstunden 3.000-3.500 bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2.....	106
Abbildung 6.35: Differenz der EE-Abregelung bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	107
Abbildung 6.36: Vergleich der Speicherleistung, der EE-Abregelung, der Residuallast (RL) nach Speichereinsatz und der Strompreise in der Stunden 3.868-3.879 bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2.....	107
Abbildung 6.37: Systemkosten bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	108
Abbildung 6.38: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	109
Abbildung 6.39: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario	111
Abbildung 6.40: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1.000 im EE 60 %-Szenario.....	112
Abbildung 6.41: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario	112
Abbildung 6.42: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario	113
Abbildung 6.43: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario	114
Abbildung 6.44: Strompreise in den Simulationsstunden 3000-3500 bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2.....	115
Abbildung 6.45: Differenz der EE-Abregelung bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	116
Abbildung 6.46: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	117

Abbildung 6.47: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRS bei zehn Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und mit Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und EE 80 %-Szenario (unten)	119
Abbildung 6.48: Strompreise in den Simulationsstunden 3000-3500 bei zehn Speichern in AMIRS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und 80 %-Szenario (unten) im Vergleich zu E2M2	120
Abbildung 6.49: Differenz der EE-Abregelung bei zehn Speichern in AMIRS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und 80 %-Szenario (unten) im Vergleich zu E2M2	121
Abbildung 6.50: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zehn Speichern in AMIRS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 % und 80 %-Szenario im Vergleich zu E2M2	123
Abbildung A.1: Normiertes Lastprofil. Lastprofil im Jahr 2006 aus (ENTSO-E n.d.)	132
Abbildung A.2: Normiertes Einspeiseprofil für PV. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)	133
Abbildung A.3: Normiertes Einspeiseprofil für Onshore-Wind. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)	133
Abbildung A.4: Normiertes Einspeiseprofil für Offshore-Wind. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)	134

Tabellen

Tabelle 2.1: Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen	14
Tabelle 3.1: Auf dem Projekttreffen am 26.10.2016 am IER diskutierte Szenariomatrix. Diese Matrix wurde auf Grund der in 1.1 besprochenen Anpassungen im Projekt nicht weiterverfolgt.....	22
Tabelle 3.2 Die Tabelle zeigt die Szenarioparameter und deren möglichen Ausprägungen, die durch die Modelle abgebildet werden können. Die in Abschnitt 6 diskutierten Szenarien und Ergebnisse basieren auf unterschiedlichen Kombinationen dieser Parameterwerte.....	23
Tabelle 4.1: Typische Modellcharakteristika von E2M2 / *ZD, TD, RD – zeitliche, technologische, räumliche Differenzierung	26
Tabelle 4.2: Typische Modellcharakteristika von AMIRIS / *ZD, TD, RD – zeitliche, technologische, räumliche Differenzierung	29
Tabelle 4.3: Vergleich der Modellperspektive und -ziele	35
Tabelle 4.4: Kennwerte der historischen und künstlich erzeugten Vorhersagefehlerzeitreihen; Angabe für die erzeugten Vorhersagefehler ohne Nachkommastellen aufgrund der Unsicherheit durch die zugrunde liegenden Zufallszahlen	50
Tabelle 5.1: Übersicht über die im Auswertetool definierten Kategorien und ihre Kriterien	54
Tabelle 5.2: Parameter des Basis-Modells	55
Tabelle 5.3: Parameter des französischen Elektrizitätssystems	58
Tabelle 5.4: Wichtigste Parameter der Harmonisierungsläufe bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario	62
Tabelle 5.5: Resultierende Systemkosten sowie Kostenabweichung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario.....	62
Tabelle 5.6: Jahressumme der abgeregelten und eingespeicherten Energiemenge in E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario	68
Tabelle 5.7: Zusammenfassung der gewonnenen Ergebnisse für zukünftige Modellkopplungen	71
Tabelle 6.1: Gesamtübersicht der in Abschnitt 6 ausgewerteten Optimierungs- und Simulationsläufe; Die Speicherstrategien und die Anzahl der Speicher bilden das betriebswirtschaftliche Verhalten ab / Speicherstrategie (Abs. 4.3.4), Prognoseunsicherheit (Abs. 4.3.5), Variable Marktprämie (Abs. 2.2)	73
Tabelle 6.2: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario	74
Tabelle 6.3: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie.....	81
Tabelle 6.4: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie.....	86
Tabelle 6.5: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario	90
Tabelle 6.6: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit variabler Marktprämie	95
Tabelle 6.7: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit 10 Speichern „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie.....	103
Tabelle 6.8: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 60 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie.....	110
Tabelle 6.9: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 60 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken in AMIRIS	114
Tabelle 6.10: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 60 % EE-Szenario mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS.....	118
Tabelle 6.11: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 80 % EE-Szenario mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS.....	118

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Tabelle A.1: Gemeinsame Datenbasis; Eigene Einschätzung aus (Umweltbundesamt 2017; Adamek et al. 2012; Fahl et al. 2015)	135
Tabelle A.2: Vergleichsmatrix	143

Abkürzungsverzeichnis

AMIRIS	Agent-based Model for the Integration of Renewables Into the Power System
AW	Anzulegender Wert
BKW	Braunkohlekraftwerk
DE	Deutschland
DSM	Demand Side Management
E2M2	European Electricity Market Model
E2P	Energie-to-Power
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnVR	Rechtsbeschwerden in energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssachen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FiT	Feed-in-Tariff
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCOE	Levelized Cost of Electricity

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

LP	Linear Programming
NVwZ-RR	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht Rechtsprechungs-Report
PV	Photovoltaik
SKW	Steinkohlekraftwerk
SPP	Spotmarkt Preisprognose
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung

1 Einleitung (DLR, IER)

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Der steigende Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien im Energiesystem führt zur Notwendigkeit einer weitgehenden Flexibilisierung auf unterschiedlichen Systemebenen. Für eine Erreichung der Ausbauziele unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit, müssen im Elektrizitätssektor die regelbaren thermischen und fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit Flexibilitätsoptionen wie Energiespeicher, Lastmanagement sowie den Transport- und Verteilnetzen integriert zusammengeführt werden. Aufgrund von Restriktionen auf verschiedenen Netzebenen, betrifft dies sowohl zentrale als auch dezentrale Flexibilitätsoptionen.

Die praktische Umsetzung der Transformation im Stromsektor zeigt jedoch Diskrepanzen mit den Modellergebnissen einer Systemoptimierung auf rein technisch-ökonomischer Basis (Trutnevyte 2016). Beispielsweise führt eine systemoptimierende Abregelung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) aus der Perspektive eines sozialen Planers zu einer anderen Auslastung dieser Anlagen als eine fördersystemspezifische oder eine marktgetriebene Abregelung. Die Häufigkeit und Höhe der Abregelung der FEE hängt dabei neben vorhandenen Netzengpässen zukünftig entscheidend von weiteren Flexibilitätsoptionen im System ab. Ob und in welchem Umfang diese Flexibilitätsoptionen ins System integriert werden sollten und können, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Unter anderem davon, wie sich die Kosten für Energiespeicher und Technologien der Sektorintegration entwickeln, ob sich für die Akteure und Betreiber dieser Anlagen lukrative Geschäftsmodelle ergeben und ob diese Modelle sich selbst am Markt tragen. Auch die Einführung neuer Förderinstrumente oder ein Umbau des Umlagen- und Abgabensystems kann die Integration von Flexibilitätsoptionen beeinflussen.

In der Vergangenheit wurden unterschiedliche Modellierungsansätze entwickelt, um politische Entscheidungsträger bei der Festlegung von Aus- und Umbaupfaden des Elektrizitätssektors, bei der kostenminimalen Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele, sowie bei der Ausgestaltung wirksamer Anreizmechanismen und Rahmenbedingungen wissenschaftlich zu unterstützen (Savvidis et al. 2019). Die Modellierungsansätze unterscheiden sich u. a. hinsichtlich ihrer Perspektive auf den Elektrizitätsmarkt. Insbesondere wird das Verhalten von Akteuren unterschiedlich berücksichtigt. Bei einem fundamental optimierenden Model-

lierungsansatz wird typischerweise von Märkten mit vollständigem Wettbewerb (ideale Märkte) und Akteuren, die dem Modell des homo oeconomicus entsprechen ausgegangen. Somit richten die Akteure ihr Handeln ausschließlich anhand finanzieller Kriterien bei vollständiger Transparenz der Informationen und vollständiger Homogenität der Güter aus. Zudem wird von einer zentralistischen Perspektive ausgegangen, die Verhaltensaspekte der Akteure und möglicherweise lokale Differenzen in der verfügbaren Information oder Inhomogenitäten in den Anreizstrukturen werden nicht im Detail berücksichtigt. Häufig wird zudem in solchen Modellen eine perfekte Voraussicht der Akteure angenommen. Diese vom idealen Markt abweichenden Rahmenannahmen werden i. d. R. in diesen Modellen nicht berücksichtigt, obwohl einige dieser Aspekte im Grundsatz berücksichtigt werden könnten. Agentenbasierte Modelle hingegen stellen das Akteursverhalten in den Vordergrund. Ihr primärer Anspruch ist es, die genannten Aspekte insbesondere auch die einzelwirtschaftliche Sichtweise der Akteure und die sich daraus ergebenden Konsequenzen für deren Handeln abzubilden. Sie modellieren somit direkt aus der Perspektive der Marktakteure (Reeg et al. 2013).

Die Diskrepanz in der Effizienz der theoretischen Zielerreichung und der Umsetzung in der Realität führt zum sogenannten Efficiency-Gap. Dabei verstehen die Autoren in Anlehnung an die Definition des Energy-Efficiency-Gaps¹ von Jaffe & Stavins (1994) den hier verwendeten Begriff des Efficiency-Gaps als Unterschied zwischen einer theoretisch optimalen Energiesystemkonfiguration und der Konfiguration des Energiesystems in der Realität. Die Gründe für das Auseinanderfallen der Effizienzpunkte sind vielfältig und können nach Jaffe & Stavins (1994) sowohl marktversagens- als auch nicht-marktversagensbasierte Ursachen haben. Letztendlich führen diese zu höheren als theoretisch optimal erwarteten Systemkosten. Um diese Differenzen zwischen Realität und Theorie mittels entsprechender Modellanalysen untersuchen zu können, ist es zunächst notwendig, auszuschließen, dass Differenzen bei der Modellierung aufgrund anderer Ursachen auftreten, wie z. B. Unterschiede in den Inputdaten. Diese Modellharmonisierung erfolgte zunächst in einem ersten Schritt im Rahmen des ERAFlex-Projekts, um dann in die Analyse der von den idealen Annahmen abweichenden Effekte einsteigen zu können. Hierbei wurden in Bezug auf das modellierte und analysierte Stromsystem in Deutschland drei primäre Ursachen für Abweichungen vom idealen Verhalten identifiziert:

1. Betriebswirtschaftliches Kalkül der Akteure inkl. Bounded-Rationality Aspekte
2. Nicht-perfekte Voraussicht bzw. Entscheidung unter Unsicherheit
3. Verzerrungen durch regulatorische Rahmenbedingungen

In der Realität könnten diese Effekte dazu führen, dass der eingeschlagene Transformationspfad deutlich teurer ausfällt als zunächst theoretisch berechnet wurde bzw. sich nicht so

¹ Der Energy-Efficiency-Gap beschreibt die immanente Realität, dass viele Energieeffizienztechnologien nicht eingesetzt werden, auch wenn es für Verbraucher und Unternehmen sinnvoll wäre, dies auf der Grundlage ihrer privaten Kosten und Vorteile zu tun, d. h. die Entscheidungsträger scheinen im Vergleich zu den Vorhersagen einiger technischer und wirtschaftlicher Modelle in energieeffiziente Technologien "zu wenig zu investieren" (<http://www.robertstavinsblog.org/2013/06/19/thinking-about-the-energy-Efficiency-Gap/>).

umsetzen lässt, wie ursprünglich geplant. Um auch in der Umsetzung tatsächlich eine möglichst systemkostenoptimale Entwicklung zu erreichen, müssen die Wechselwirkungen der Anreizsysteme für Akteure von komplementären Flexibilitätsoptionen und erneuerbaren Energien im Hinblick auf Investitionen und Betriebsoptimierung stärker berücksichtigt werden. Ebenso müssen die Weiterentwicklung und teilweise notwendige Neuausrichtung der regulatorischen Rahmenbedingungen und des Förderdesigns in die Berechnungen einbezogen werden.

Im Rahmen des Projektes ERAFlex wurden die Einflüsse auf den Efficiency-Gap durch das betriebswirtschaftliche Kalkül der Betreiber von Flexibilitätsoptionen, deren nicht-perfekte Voraussicht bei Preis- und Leistungsprognosen, sowie die Veränderung des Dispatches durch Marktprämiensysteme untersucht. Diese Untersuchung wird durch die Kopplung eines fundamentalen Optimierungsmodelles (E2M2 des IER der Universität Stuttgart) und eines agentenbasierten Simulationsmodelles (AMIRIS des DLR) ermöglicht. Die eingesetzten Methoden und die Ergebnisse der Untersuchung werden im vorliegenden Projektbericht detailliert vorgestellt.

Vor dem skizzierten Hintergrund war es die zentrale Zielsetzung des Projekts, die Unterschiede zwischen einer volkswirtschaftlich kostenminimierenden Systemoptimierung sowie einer auf das akteursspezifische Marktverhalten fokussierenden Modellanalyse vertieft und anhand eines realistischen Anwendungsfalls zu analysieren.

Hierfür wurden auf Basis eines gemeinsamen Szenariorahmens Ergebnisse und Modellaussagen verglichen und die Unterschiede der verschiedenen Ansätze anschließend analysiert und bewertet. Da Unterschiede in den Modellergebnissen zum einen auf den zu beschreibenden Einfluss des Verhaltens der Marktakteure zurückzuführen sind, aber andererseits auch auf Differenzen der Abbildung einzelner Technologien oder Inputdaten, musste der Einfluss letzterer Effekte zunächst minimiert werden. Hierfür wurde eine Modellharmonisierung durchgeführt, sodass die verbleibenden Unterschiede in den Modellierungsergebnissen weitgehend auf das Verhalten der Akteure oder Förderinstrumente zurückgeführt werden können.

Zur Identifizierung und Quantifizierung des Efficiency-Gaps wurden zunächst folgende Zielsetzungen verfolgt:

1. Anwendung und Vergleich der Modellierungsansätze eines kostenminimierenden Fundamentalmodells und eines agentenbasierten Modellansatzes im Hinblick auf das durch die Modelle beschriebene Verhalten der Akteure und des Systems. Vergleichende Analyse der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien, ihres kostenoptimalen Ausbaus sowie von komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätsmarkt mit Hilfe der zwei Modellansätze im Hinblick auf betriebswirtschaftliche und gesamtwirtschaftliche Kosten. Dies ermöglicht die Integration wichtiger sozioökonomischer Aspekte in die Analysen und Ergebnisse.
2. Analyse der Effekte von z. B. Informationsdefiziten, Präferenzen und Fehlanreizen auf das Akteursverhalten sowie Identifikation der Wirkungsmechanismen und Maßnah-

men, die eine verbesserte Zielerreichung des Gesamtsystems im Hinblick auf die politisch gesetzten Ziele und die prognostizierten Systemgesamtkosten erwarten lassen.

3. Die Entwicklung von wissenschaftlichen Methoden zur notwendigen Erweiterung der eingesetzten Modelle für die Berücksichtigung der verschiedenen o. a. Aspekte und zur Kopplung eines agentenbasierten Modells mit einem kostenminimierenden fundamentalen Elektrizitätsmarktmodell; Interpretation der Modellergebnisse und Darstellung der modelltechnischen Implementierung
4. Formulierung von Schlussfolgerungen für angepasste, wirksame und kosteneffiziente regulatorische Rahmenbedingungen zum Anreiz von Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien und komplementäre Flexibilitätsportfolios auf Basis realen Marktverhaltens und sozioökonomischer Gesichtspunkte; Generierung von Hinweisen für eine kosteneffiziente und realistische Umsetzung der Energiewende
5. Identifikation von an das Akteursverhalten angepassten Ausbaupfaden für erneuerbare Energien und dezentrale Flexibilitätsoptionen; Formulierung von Erkenntnissen und Schlussfolgerungen für die erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen

Dieser im Projektantrag formulierte und schlüssige Zielkatalog musste in Abstimmung mit dem Projektträger im Laufe des Projektfortschritts angepasst werden, da die notwendige Harmonisierung der beiden existierenden Modelle sich deutlich aufwendiger gestaltete als zunächst angenommen. Da diese Harmonisierung jedoch eine Grundvoraussetzung darstellt, um die o. a. Effekte aus dem nicht idealen Verhalten identifizieren zu können, war dieser fundamentale Schritt von zentraler Bedeutung und konnte nicht vereinfacht werden.

Dieser Mehraufwand für die Harmonisierung der Modelle entstand aus den methodischen Abweichungen der Modellierungsansätze und somit aus zuvor so nicht erwarteten Diskrepanzen zwischen den Ergebnissen beider Modelle, zu deren Beseitigung Anpassungen sowie Weiterentwicklungen der Modelle seitens des DLR und IER notwendig waren.

Die vorgenommenen Änderungen in der Zielsetzung, die zusätzlich auch durch zwei längerfristige Ausfälle von wichtigen Projektmitarbeitern notwendig wurden und die mit dem Projektträger während der Laufzeit des Projekts abgestimmt wurden, waren die Folgenden:

1. Die Modellläufe werden unter Berücksichtigung von hypothetischen, nicht realitätsnahen Szenarien durchgeführt. Dies hat zur Folge, dass die verwendeten Szenarien nicht direkt aus den offiziellen Szenarien der Bundesregierung abgeleitet werden können und somit keine entsprechende direkt politikrelevante Aussage über die zukünftige Entwicklung des Stromsektors getroffen werden konnte.
2. Die verwendeten Szenarien werden als generische Stichjahre konstruiert, welche unterschiedliche Phasen der Energiewende durch die Festlegung eines minimalen Anteils erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung und einer Obergrenze für die gesamten CO₂-Emissionen darstellen. Damit konnten auf Seite von E2M2 keine kostenoptimalen Ausbaupfade im zeitlichen Verlauf für erneuerbare Energien und dezentrale Flexibilitätsoptionen gerechnet und auf Seite von AMIRIS keine an das Akteursverhalten angepassten Ausbaupfade identifiziert werden.

3. Da Speicher während der Harmonisierungsphase der Modelle als ein treibender Faktor für die Modellabweichungen identifiziert wurden, werden vorrangig Speicher als Flexibilitätsoption im Elektrizitätssystem analysiert. Hierbei wird vereinfachend nicht mehr zwischen zentralen und dezentralen Speichern unterschieden.
4. Um den Zeitaufwand aus den genannten Gründen zu begrenzen, werden Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien und komplementäre Flexibilitätsportfolios auf Basis realen Marktverhaltens und sozioökonomischer Gesichtspunkte nicht detailliert untersucht. Somit können keine Schlussfolgerungen für angepasste wirksame und kosteneffiziente regulatorische Rahmenbedingungen gegeben werden, die zu einer kosteneffizienten und realistischen Umsetzung der Energiewende beitragen könnten.

Insgesamt konnte jedoch durch die detailliert durchgeführte Modellharmonisierung eine stabile Analysebasis erstellt werden, die die Validität des kausalen Zusammenhangs zwischen den in den Modellergebnissen auftretenden Differenzen und dem nicht idealen Verhalten der Märkte sicherstellt. Damit wurde durch das Projekt eine vielversprechende Basis für valide Untersuchungen zur diesem Thema auch in zukünftigen Forschungsprojekten gelegt.

Basierend auf dieser zuverlässig validierten Harmonisierung der beiden Modelle konnten sehr viele für die Wissenschaft wertvolle Erkenntnisse bei der Modellkopplung eines kostenminimierenden Fundamentalmodells und eines agentenbasierten Modellansatzes gesammelt werden. Dies umfasst u. a. die Identifikation, Quantifizierung und Analyse des eingangs beschriebenen Efficiency-Gaps. Diese Erkenntnisse wurden der Forschungsgemeinde bei verschiedenen Konferenzen vorgestellt und bilden auch den Kern dieses Forschungsberichts.

1.2 Aufbau des Berichts

Nachdem in Abschnitt 1.1 der Hintergrund und die Zielsetzung des Projekts ERAFlex erläutert wurde, wird an dieser Stelle kurz auf den Aufbau des vorliegenden Schlussberichts eingegangen.

In Abschnitt 2 erfolgt eine Einführung in regulatorische Instrumente für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Hierzu wird zunächst in Abschnitt 0 die Wirksamkeit aktueller energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Hinblick auf die politische Zielsetzung zur Entwicklung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems retrospektiv bewertet. Im nächsten Schritt erfolgt in Abschnitt 2.2 eine Einführung in die Direktvermarktung und die gleitende Marktpremie. Schließlich werden energierechtlichen Herausforderungen für Speicher sowie für weitere Flexibilitätsoptionen in Abschnitt 2.3 ausführlich erklärt und analysiert.

Die Beschreibung des gemeinsamen Szenariorahmens sowie die daraus resultierenden Inputdaten beider Modelle werden in Abschnitt 3 vorgestellt.

Die Methode zur Kopplung eines kostenminimierenden fundamentalen Elektrizitätsmarktmodells (E2M2) und eines agentenbasierten Elektrizitätsmarktmodells (AMIRIS) wird in Ab-

schnitt 4 erarbeitet. Für ein besseres Verständnis der Methode erfolgt in Abschnitt 4.1 eine Beschreibung sowie eine Gegenüberstellung der mathematischen Ansätze beider Modelle und in den Abschnitten 4.2 und 4.3 werden die zur Modellkopplung benötigten Anpassungen in E2M2 bzw. AMIRIS dargestellt.

In Abschnitt 5 wird die Harmonisierung der Modelle, d. h. die Angleichung der Ergebnisse von E2M2 und AMIRIS, erläutert. Eine Beschreibung des eingesetzten Vorgehens zur Auswertung der Ergebnisse der Modellharmonisierung durch die Definition der ausgewerteten Vergleichskriterien sowie die Entwicklung eines Auswertetools zur Charakterisierung der auftretenden Unterschiede zwischen AMIRIS und E2M2 findet in Abschnitt 5.1 statt. In den Abschnitten 5.2, 5.3 und 5.4 wird die Harmonisierung der betrachteten Flexibilitätsoptionen (konventionelle Kraftwerke, Biomasseanlagen, überregionaler Stromaustausch, Abregelung erneuerbarer Energien und Stromspeicher) einzeln durchgeführt und ausführlich analysiert. Schließlich werden in Abschnitt 5.5 die aus dem Projekt ERAFlex gewonnenen Erkenntnisse für zukünftige Modellkopplungen tabellarisch zusammengefasst.

Die Ergebnisse der mit E2M2 und AMIRIS durchgeführten Optimierungs- und Simulationsläufe zur Identifizierung und Quantifizierung des Efficiency-Gaps werden in Abschnitt 6 vorgestellt und miteinander verglichen. Diese gliedern sich in die drei in Abschnitt 3 beschriebenen Szenarien. Als Referenzszenario wurde ein Anteil erneuerbarer Energien (EE) von 40 % ausgewählt. In Abschnitt 6.1 wird eine detaillierte Analyse des Efficiency-Gaps in diesem Referenzszenario durchgeführt. Die Untergliederung innerhalb des Abschnitts 6.1 folgt den identifizierten Ursachen des Efficiency-Gaps:

1. Betriebswirtschaftliches Akteursverhalten (Abschnitt 6.1.1)
2. Nicht-perfekte Voraussicht der Akteure und Prognoseunsicherheit (Abschnitt 6.1.2)
3. Einfluss verzerrender Effekte durch regulatorische Rahmenbedingungen, z. B. die Vergütung von Anlagenbetreibern über einen „Marktprämien“-Mechanismus (Abschnitt 6.1.3)
4. Kombination der Prognoseunsicherheit mit regulatorischen Rahmenbedingungen (Abschnitt 6.1.4).

In Abschnitt 6.2 wird der Efficiency-Gap in Szenarien mit höheren EE-Anteilen (60 % und 80 %) untersucht.

Zum Schluss werden in Abschnitt 7 die erhaltenen Ergebnisse interpretiert und daraus Schlussfolgerungen abgeleitet.

Die Struktur dieses Berichts entspricht somit dem tatsächlichen Ablauf des Projektes. Die Projektpartner sind der Meinung, dass dies der Verständlichkeit dient.

2 Regulatorische Rahmenbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien

Als Grundlage für das ursprüngliche Ziel der Formulierung von Entwicklungspfaden und Handlungsempfehlungen für die Anpassung regulatorischer Instrumente, die sowohl zu einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten als auch zu einer betriebswirtschaftlich realistischen Umsetzung der Energiewende führen, wird in Abschnitt 0 die Wirksamkeit aktueller energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Hinblick auf die politische Zielsetzung zur Entwicklung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems retrospektiv bewertet. In Abschnitt 2.2 erfolgt eine Einführung in die Direktvermarktung und die gleitende Marktprämie. Schließlich werden in Abschnitt 2.3 die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher sowie weitere Flexibilitätsoptionen analysiert und erläutert.

2.1 Retrospektive Bewertung regulatorischer Instrumente hinsichtlich ihrer Wirksamkeit (IER)

Als Ausgangspunkt für die Wirkungsanalyse des akteursspezifischen Marktverhaltens sowie als Basis der ursprünglich geplanten Weiterentwicklung regulatorischer Instrumenten wurde in Finkbeiner (2017)² eine retrospektive Bewertung aktueller energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für die Energiewende durchgeführt. Hierfür wurden das Stromeinspeisegesetz sowie die Urfassungen und Änderungsgesetze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2000 bis einschließlich des EEG 2012 analysiert.

Die in Finkbeiner (2017) erarbeitete Bewertungsmethode beruht auf zwei verschiedenen Anwendungsarten. Erstens wurde die sogenannte Bewertung „Übergeordneter Zielsetzungen“ (Phaseneinteilung A) durchgeführt, in der die im jeweils ersten Paragraphen der Fassungen (bzw. „Ziel des Gesetzes“ oder „Zweck des Gesetzes“) konkret vorgegebenen Soll-Werte bewertet und direkt mit den vorliegenden IST-Werten verglichen wurden. Das ermöglicht eine direkte Bewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien und somit der Wirksamkeit des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Energiewende. Zweitens erfolgt durch die sog-

² Die Arbeit von Finkbeiner (2017) wurde im Rahmen des vorliegenden Projektes durchgeführt.

nannte „Paragraphenübergreifenden Bewertung“ (Phaseneinteilung B) eine Bewertung innerhalb einzelner spezifischer Abschnitte und Paragraphen der Erneuerbare-Energien-Gesetze. In dieser zweiten Bewertungsphase können zusätzlich die Umsetzung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie weitere Faktoren und Geschehnisse anhand spezifischer Kriterien bewertet werden. Diese Phasen („I bis VI“ im Falle der Phaseneinteilung A und „a bis j“ bei der Phaseneinteilung B) werden als eigenständige Abschnitte angesehen, die das jeweilige Gesetz für den Vorrang für Erneuerbare Energien zeitlich unterteilen. Die Bewertung beider Phaseneinteilungen erfolgt durch die Anwendung eines Ampelsystems, wobei die Bedeutung der Farben sich wie folgt erklärt:

- Rot: Zielsetzung „nicht erreicht“; Kriterium mit „nein“ beantwortet; Auswirkungen verliefen „negativ“
- Gelb: Zielsetzung „nur teilweise erreicht“; Kriterium mit „ja oder nein“ beantwortet; Auswirkungen verliefen „neutral“
- Grün: Zielsetzung „erreicht“; Kriterium mit „ja“ beantwortet; Auswirkungen verliefen „positiv“.

Das Schema der Bewertungsmethode von Finkbeiner (2017) ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

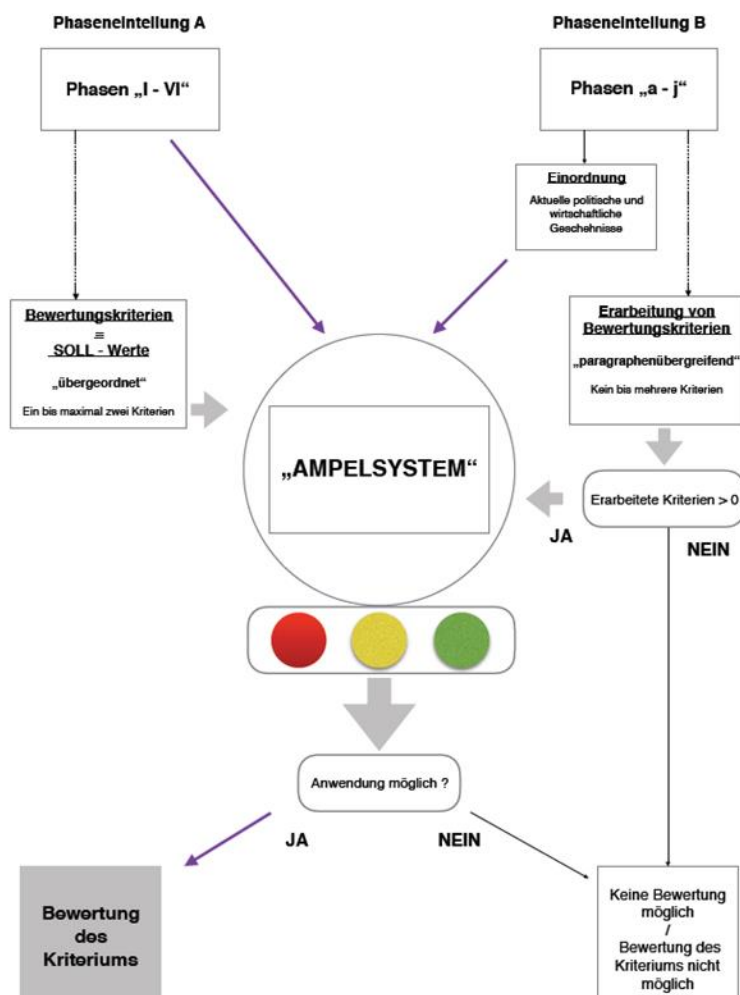


Abbildung 2.1: Schema der Bewertungsmethode von (Finkbeiner 2017)

Als Ergebnis der Phaseneinteilung A wurde festgelegt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, der in den Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als Mindestanteil des Primärenergie- und Bruttostromverbrauchs vorgegeben wurde, stets rechtzeitig erlangt werden konnte. Eine Gesamtübersicht der Resultate der Phaseneinteilung A ist in Abbildung 2.2 gezeigt.


























Phase	Beschreibung	Bewertung
I	Ausweitung EE	
II	Anteil EE am Primärenergieverbrauch 2010	
	Anteil EE am Bruttostromverbrauch	
III	Anteil EE am Bruttostromverbrauch 2010	
	Anteil EE am Bruttostromverbrauch 2020	
IV	Anteil EE am Bruttostromverbrauch 2020	
V	Anteile EE am Bruttostromverbrauch 2020 bis 2050	
	Anteil EE am Brutto-Endenergieverbrauch 2020	

Abbildung 2.2: Gesamtübersicht der Resultate der Phaseneinteilung A von (Finkbeiner 2017)

Eine allgemein gültige Aussage über die bewertbaren Kriterien in der Phaseneinteilung B ist im Gegensatz zur Phaseneinteilung A nicht mehr möglich. Wie in Abbildung 2.3 gezeigt ist, fallen einige Resultate in der Phaseneinteilung B „positiv“ aus während andere „neutral“ sowie „negativ“ sind. Diese „Paragraphenübergreifende Bewertung“ zeigt, dass für die Umsetzung der Zielsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und seiner Urfassungen stets zahlreiche Anpassungen und Nachbesserungen benötigt wurden. Somit ist die Komplexität der mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz verbundenen Entwicklungsprozesse des deutschen Energiesystems deutlich zu erkennen.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Phase	Kriterium	Beschreibung	Bewertung	Phase	Kriterium	Beschreibung	Bewertung
a	a.1	Entkopplung vom Strompreis		f	f.1	Zielvorgaben des Europäischen Parlamentes	
	a.2	Akzeptanz der Kostenverteilung			f.2	Ursprüngliche Vergütungshöhe der Windenergie	
	a.3	Ähnliche Effektivität der gleichen Vergütungsvorschriften			f.3	Ursprüngliche Vergütungshöhe der Photovoltaik	
b	b.1	Wahl der Obergrenze			f.4	Einfluss auf den „Privilegierten Letztverbrauch“ durch die „Besondere Ausgleichsregel“	
c	-	-	-	g	g.1	Angemessene Absenkung der Vergütungshöhe in der Urfassung des EEG2009	
d	d.1	Ursprüngliche Vergütungssätze			g.2	Ausreichende Degressionsvorschriften in der Urfassung des EEG2009	
	d.2	Neue Obergrenze von 1000 MW		h	h.1	Ausreichende Eindämmung	
e	e.1	Abfangen der Finanzierungslücke			h.2	Wirkung vorheriger Vergütungsreduktion	
	e.2	Wettbewerblich eingeschränkte Unternehmen			h.3	Vorzeitige Eindämmung des „Grünstromprivilegs“	





Phase	Kriterium	Beschreibung	Bewertung
i	i.1	Wirkungen der Vergütungen für Windenergieanlagen auf See	
	i.2	Einfluss der Änderungen der „Besonderen Ausgleichsregel“	
	i.3	Einschränkung des „Grünstromprivilegs“	
j	j.1	Zeitpunkt „Photovoltaik-Novelle II“	

Abbildung 2.3: Gesamtübersicht der Resultate der Phaseneinteilung B von (Finkbeiner 2017)

In Rahmen des Projektes ERAFlex sollten die aus dieser Analyse gewonnenen Erkenntnisse mit denen aus der Modellkopplung verglichen werden, um Handlungsempfehlungen für regulatorische und aktEURsspezifische Rahmenbedingungen und Instrumente des Elektrizitätsversorgungssystems formulieren und begründen zu können. Dies konnte jedoch aufgrund der in Abschnitt 1.1 benannten Ursachen nicht umgesetzt werden.

2.2 Einführung der Direktvermarktung über die gleitende Marktpremie (DLR)

Der EE-Strom, der nach fixer Einspeisevergütung (engl. ‚Feed-in-Tariff‘ FiT) vergütet und von den Übertragungsnetzbetreibern am ‚Day-Ahead‘-Spotmarkt der Strombörse vermarktet wird, wird zunächst ohne unteres Preislimit ‚Day-Ahead‘ im Spotmarkt eingestellt, sodass der EE-Strom zu theoretisch jedem Marktpreis verkauft wird - auch zu stark Negativen. Erst wenn die Börse aufgrund eines potentiellen negativen Markträumungspreises von unter -350 €/MWh zu einer zweiten Gebotsrunde aufruft, dürfen die ÜNB Preislimits für den EE-Strom von höchstens -150 €/MWh bzw. minimal -350 €/MWh abgeben (Bundesregierung & BMWi 2015). Erst ab einem Börsenpreis von -150 €/MWh würde EE-Strom demnach markgetrieben abgeregelt. Die Vermarktungskosten für Prognoseerstellung und Gebotsabgabe tragen beim FiT-System die Übertragungsnetzbetreiber, die diese dann über die EEG-Umlage bzw. Netzentgelte an die Endverbraucher weiterreichen.

Beim FiT besteht für Anlagenbetreiber bzw. ihre Direktvermarkter demnach kein direkter Anreiz, die Menge und den Zeitpunkt der Einspeisung am Strombedarf auszurichten bzw. bedingt durch die Fluktuation der Energieressource zumindest innerhalb eines umsetzbaren Rahmens anzupassen. Dieser Anreiz kann dazu führen, dass bei steigenden EE-Anteilen zunehmend Stunden auftreten, in denen das potentielle EE-Stromangebot größer ist als die residuale Last inklusive ‚Must-Run‘-Kapazitäten³ und in Folge der EE-Überschussstrom zu negativen Börsenpreisen veräußert wird. Da die Differenz von Veräußerungserlös und Einspeisevergütung als Förderkosten von allen nicht-privilegierten⁴ Endverbrauchern zu tragen ist, erhöhen negative Börsenpreise einerseits die Förderkosten und können einen statisch ineffizienten Dispatch der restlichen konventionellen Kraftwerke zur Folge haben, da verhältnismäßig teure Kraftwerke künstlich im System gehalten werden. Somit können sich die Systemkosten als auch der Aufwand zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erhöhen. Andererseits reduziert die Vermeidung negativer Preise den Druck auf die anderen und potentiell neuen Marktteilnehmer dem System kurzfristige Flexibilität zur Verfügung zu stellen, um die EE-Strommengen besser in den Markt zu integrieren.

Um eine stärkere Ausrichtung der EE-Produktion an den Preissignalen der Börse zu erreichen, wird in den aktuellen EU-Beihilfe-Richtlinien „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ deshalb die Ablösung des FiT-Systems durch (Markt-) Prämiensysteme gefordert (EU-Kommission 2014). In Deutschland wurde aus den oben genannten Gründen bereits im EEG 2012 die optionale Direktvermarktung eingeführt und über die sogenannte

³ Als ‚Must-Run‘-Kapazitäten werden Leistungskapazitäten im Stromsystem bezeichnet, die aus Gründen der Verpflichtung zur Systemdienstleistungsvorhaltung, thermischer Leistungsauskopplung bei Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken, sonstigen Verpflichtungen gegenüber dem Netzbetreiber oder aus Gründen eigener kraftwerkstechnischer Mindestleistungsrestriktionen zu jedem Zeitpunkt im System laufen bzw. im Markt sein müssen.

⁴ Nicht-privilegierte Endverbraucher sind nach EEG alle Endverbraucher, die nicht auf einen Befreiungstatbestand im Rahmen der (Teil-)Befreiung von der EEG-Umlage Gebrauch machen können.

gleitende (oder auch variable) Marktprämie gefördert (EEG 2012). Da im EEG 2014 zusätzlich sukzessiv die verpflichtende Direktvermarktung für alle Anlagen ab 100 kW bis 2017 eingeführt wurde, wurde die zuvor in der freiwilligen Direktvermarktung gezahlte Managementprämie zur Abdeckung der Vermarktungskosten in die Einspeisevergütung eingepreist und als anzulegender Wert (AW) neudefiniert (EEG 2014).

Seitdem erhalten alle neu installierten EE-Anlagen eine technologiespezifische variable Marktprämie MP_{var} , die sich aus dem anzulegenden Wert und dem durchschnittlichen Marktwert bzw. -erlös am ‚Day-Ahead‘-Spotmarkt des letzten Monats ergibt:

$$MP_{var} = AW - MW_{rel,i} \times \frac{\sum_{h=1}^n BP_{DA,h}}{n} \quad (2-1)$$

mit: AW – anzulegender Wert

MW_{rel} – relativer Marktwert

$BP_{DA,h}$ – stündlicher mengengewichteter ‚Day-Ahead‘ Börsenpreis

Variabel an der Marktprämie ist die Höhe der Prämie, die ex-post, also am Ende eines jeden Monats rückwirkend berechnet und in Abhängigkeit der durchschnittlichen technologiespezifischen Marktwerte angepasst wird (vgl. Abbildung 2.4). Je nachdem, ob ein Anlagenbetreiber in einem Monat einen höheren oder niedrigeren als den durchschnittlichen technologiespezifischen Marktwert erzielt, kann er im Vergleich zur Konkurrenz einen Mehr- oder Mindererlös erzielen (siehe Abbildung 2.4 Fall d) und c)). Dies soll die Anlagenbetreiber dazu anreizen ihre Stromproduktion nach den Börsenpreisen auszurichten und den eigenen Marktwert zu steigern.

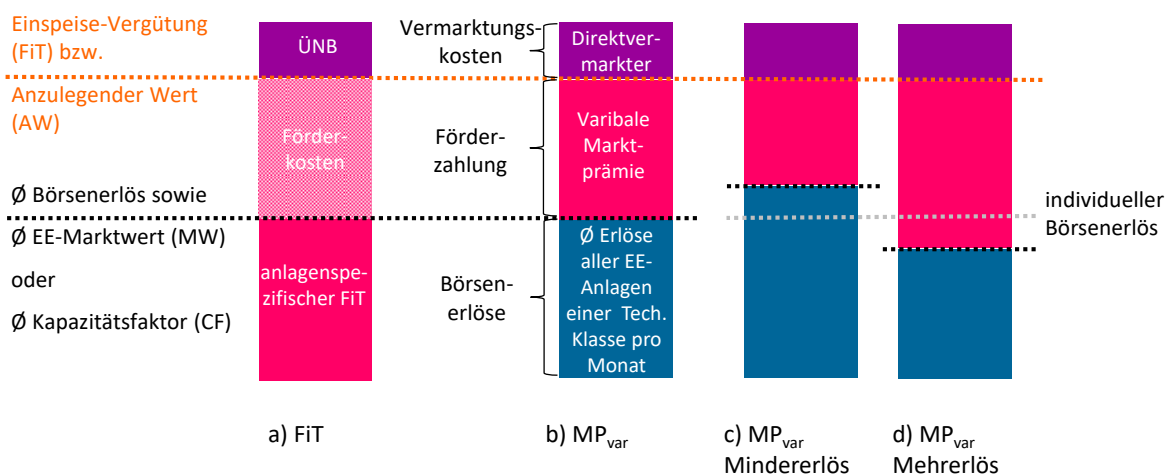


Abbildung 2.4: Funktionsweise der variablen Marktprämie MP_{var} im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung FiT

Im Vergleich zum FiT werden die Anlagen in der Direktvermarktung über die variable Marktprämie deutlich früher, d. h. bei nicht so stark negativen Preisen marktgetrieben abgeregelt, da sich die binäre Entscheidung zur Abregelung der Anlage nach der Höhe des aktuellen negativen Börsenpreises BP_{neg} und der monatlichen Marktprämie MP_{var} richtet:

$$Abreglung(BP, MP_{var}) = \begin{cases} 1 & \text{wenn } |BP_{neg}| > MP_{var} \\ 0 & \text{wenn } |BP_{neg}| < MP_{var} \end{cases} \quad (2-2)$$

Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie ist die Direktvermarktung des Stroms nach § 34 EEG 2014 (EEG 2014). Dieser Mechanismus ist im AMIRIS Modell für die späteren Analysen zur Wirkung regulatorischer Rahmenbedingungen auf den Efficiency-Gap implementiert.

2.3 Regulatorischer Rahmen für Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen (DLR)

Da die Potentiale regelbarer erneuerbarer Energien (EE), wie Biomasseanlagen oder (Pump-) Speicherwasserkraft in Deutschland begrenzt sind, wird zur Erreichung hoher Anteile an EE für die Transformation des Stromsystems vor allem auf fluktuierend einspeisende Technologien wie Wind- und Photovoltaikanlagen gesetzt. Da es mit hohen Anteilen an fluktuierenden EE zukünftig vermehrt zu Situationen kommt, bei denen es eine potentielle EE-Überdeckung in Zeiten hohen EE-Angebots und niedriger Nachfrage bzw. eine potentielle EE-Unterdeckung in Zeiten niedrigen EE-Angebots und hoher Nachfrage gibt, muss das System sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite flexibilisiert werden. Mit Flexibilisierung ist hierbei die temporale, räumliche und sektorale Verschiebung von Energiemengen zu verstehen, so dass Stromangebot- und Nachfrage im Netz weiterhin jederzeit ausgeglichen sind.

Beim Stromgroßhandelsmarkt (Strombörse) als Koordinierungsinstrument zwischen Angebot und Nachfrage handelt es sich insofern um einen besonderen Markt mit einem besonderen Gut (Strom), als dass das gehandelte Gut nicht ohne größeren Aufwand zwischengespeichert werden kann und die Verteilung des Gutes netzgebunden ist. Für einen stabilen Netzbetrieb muss darüber hinaus die Einspeisung in und die Entnahme aus dem Netz zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Da in einem System mit hohen Anteilen an dargebotsabhängigen Stromerzeugungstechnologien das Stromangebot nicht mehr zu jeder Zeit der Last folgen kann und die räumliche Verteilung zwischen Angebot und Nachfrage stärker auseinanderfallen, braucht es sowohl auf der zeitlichen als auch auf der räumlichen Ebene sog. Flexibilitätsoptionen, um den stabilen Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

Bei den Flexibilitätsoptionen kann dabei grundsätzlich zwischen drei Kategorien unterschieden werden: i) Strom-zu-Strom-Speicher, ii) Strom-Substitutionstechnologien und iii) Stromnetze. Ihre Charakteristika und zugehörige Technologien sind in Tabelle 2.1 aufgeführt.

Strom-zu-Strom-Speicher	Substitutionstechnologien	Stromnetzte
sorgen für eine zeitliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch	sorgen für eine sektorale Verschiebung von Stromerzeugung und Energieverbrauch	sorgen für eine räumliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch
<ul style="list-style-type: none"> • Konv. Großspeicher (Pump-Speicher) • Druckluftspeicher • Batteriespeicher • Power-to-Gas-to-Power • Lastmanagement (engl. 'Demand Side Management' - DSM) 	<ul style="list-style-type: none"> • Power-to-Gas • Power-to-Heat • Power-to-Vehicle 	<ul style="list-style-type: none"> • Transportnetze • Verteilnetze

Tabelle 2.1: Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen

Für die Investition in und den Betrieb von Stromspeichern und anderen Flex-Optionen ist entscheidend, welche Erlösmöglichkeiten sich in Zukunft ergeben, um die notwendigen Investitionen in Neuanlagen oder die Um- und Nachrüstung von bestehenden Anlagen refinanzieren zu können. Die Erlöse hängen dabei entscheiden davon ab, zum welchem Preis Strom eingekauft und zu welchem Preis der Strom bzw. ein aus Strom erzeugter anderer Energieträger wiederverkauft werden kann. Ein Stromspeicher ist beispielsweise umso wirtschaftlicher, je höher die Preisdifferenz zwischen Ein- und Verkaufspreis ist und je häufiger diese Preisdifferenz für einen Speicherzyklus ausgenutzt werden kann.

Genauso wie sämtliche Haushalts-, Gewerbe oder Industriekunden, die Flexibilität auf der Nachfrageseite anbieten können (sogenannte verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen), zählen energierechtlich auch Strom-zu-Strom-Speicher oder Power-to-X- bzw. Sektorkopplungstechnologien im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG (EnWG 2005) als Letztverbraucher und sind damit verpflichtet Umlagen, Abgaben und Steuern als sogenannte Letztverbraucherabgaben zu entrichten.

Wie in den Abbildung 2.5, Abbildung 2.6 und Abbildung 2.7 zu erkennen ist, macht die Energiebeschaffung als variabler Anteil am Letztverbraucherpreis bei Haushaltskunden lediglich 22 %, bei Gewerbe und (nicht-energieintensiven) Industriekunden lediglich 24 % aus, wobei hier Vertrieb und Marge als nicht variable Bestandteile inbegriffen sind. Die Energiebeschaffungskosten des Lieferanten richten sich als einziger Preisbestandteil nach den variablen Stromgroßhandelspreisen. Netzentgelte, Konzessionsabgaben, die Umlagen nach dem EEG, dem KWKG, des § 19 der Stromnetzentgeltverordnung, des § 18 der Abschaltbare-Lastenverordnung oder die Offshore-Haftungsumlage, das Entgelt für den Messstellenbetrieb sowie die Strom- als auch die Umsatzsteuer werden zwar größtenteils in €/kWh abgerechnet, sind aber über das ganze Jahr konstant.

HH-Kunden-Strompreisbestandteile 2018

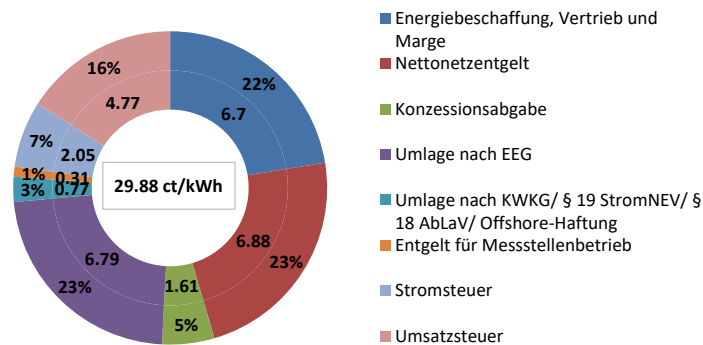


Abbildung 2.5: Durchschnittliche mengengewichtete Stromendkundenpreisbestandteile für Haushaltskunden für den Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC), Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)

Gewerbekunden-Strompreisbestandteile 2018

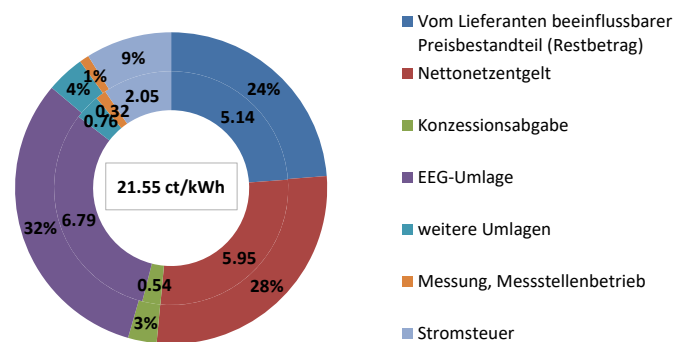


Abbildung 2.6: Gewerbekunden Preisniveaubestandteile als arithmetisches Mittel für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr, Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)

Industriekunden-Strompreisbestandteile 2018

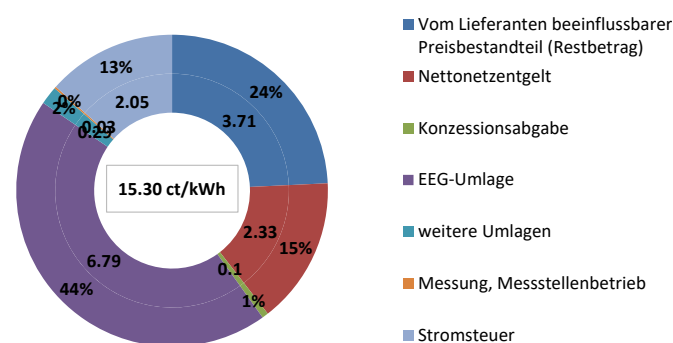


Abbildung 2.7: Industriekunde Preisniveaubestandteile als arithmetisches Mittel für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen (EEG-Umlagebefreiung etc.), Quelle:(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2019)

Da mit Ausnahme individueller Lieferverträge für große gewerbliche oder industrielle Letztverbraucher bisher von den Lieferanten kaum variable Endkundentarife angeboten werden, besteht bei den meisten Endverbrauchern bisher kaum ein Anreiz in verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen zu investieren⁵. Es gibt unter den gegebenen Umständen für den Endverbraucher daher keinen Anreiz, in Zeiten hoher oder niedriger Großhandelspreise weniger oder mehr Strom zu beziehen, um so zum ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beizutragen. Ausnahmen bilden hier lediglich wie bereits erwähnt leistungsgemessene Großverbraucher. Diese müssten für einen variablen Strombezug aber i. d. R. zusätzlich ihre Produktionsprozesse flexibilisieren, was u. U. mit zusätzlichem Kostenaufwand verbunden ist. Unter den derzeit vorherrschenden Rahmenbedingungen ist es für viele potentielle Investoren von Flexibilitätsoptionen noch nicht attraktiv Flexibilität am Markt anzubieten, wobei sich das höchste wirtschaftliche Potential verschiedener Untersuchungen zufolge auf dem Regelenenergiemarkt konzentriert (Bertsch & Fridgen 2017). Weitere Hemmnisse in der Vermarktung von flexiblen Lasten liegen laut Bertsch et al. zudem in der Rollenverteilung zwischen Bilanzkreisverantwortlichen, Netzbetreibern, Industrieunternehmen und möglichen DSM-Vermarktern, da sich die Rollen des Stromlieferanten, des Bilanzkreisverantwortlichen und des DSM-Vermarkters häufig überschneiden.

Teilweise besteht zwar auch für Sektorkopplungstechnologien die Möglichkeit Netzentgeltprivilegien zu erlangen, jedoch gelten diese i. d. R. nur für bestimmte Technologien bzw. werden bestimmte Anforderungen an die jeweilige Anlagenkonzeption gestellt (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018). Die generelle Befreiung von den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG - wie sie im nachfolgenden Absatz für Strom-zu-Strom-Speicher erläutert wird - gilt für Sektorkopplungstechnologien beispielsweise nicht, solange diese den genutzten Strom nicht wieder in das selbe Netz einspeisen, indem er auch entnommen wurde. Eine Ausnahme von der Rückverstromungspflicht gibt es nach § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG nur für die Anlagen, in denen durch Elektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen (Bio-)Gas durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließender Methanisierung hergestellt wurde (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018).

Netznutzungsentgelte

Eine besondere rechtliche Rolle kommt bei den Flexibilitätsoptionen den Stromspeichern zu, denn diese gelten nach aktuellem Recht sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher von Strom. Schon 2010 hat der Bundesgerichtshof in seinem Urteil NVwZ-RR 2010, 431 entschieden, dass auch die Entnahmen von Strom aus dem Netz für den Pumpvorgang bei Pumpspeicherkraftwerken als Letztverbrauch zu behandeln und damit netzentgeltspflichtig ist. Jedoch regelt der § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG, dass ein Speicherbetreiber für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit ist, wenn die Anlage zur Speicherung elektrischer Energie nach dem

⁵ Die EU hat in ihrem aktuellen Reformvorhaben zum sogenannten „Clean Energy Package“ beschlossen, dass die Energieversorger der Mitgliedstaaten ab dem Jahr 2019 zumindest einen variablen Stromtarif anbieten müssen. Diese Vorgabe muss jedoch noch in nationales Recht umgesetzt werden.

31.12.2008 neu errichtet und ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen wird. Hierbei muss die aus dem Transport- oder Verteilnetz entnommene Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist werden. Optimierte Pumpspeicherkraftwerke werden unter den Voraussetzungen des § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG für zehn Jahre von den Entgelten befreit.

Offenen blieb lange die Frage, ob mit der Befreiung von den Netzentgelten auch die sonstigen netzentgeltbezogenen Umlagen wie die KWK-, die Abschaltbarelasten-, die Offshore-Haftungs- und § 19 StromNEV-Umlage entfallen (StromNZV 2005). Hierzu entschied jedoch der Bundesgerichtshof in seinem Beschluss vom 20.06.2017, EnVR 24/16, dass die Befreiung von den Entgelten für den Netzzugang im Sinne des § 118 Abs. 6 EnWG nicht die gesetzlichen Umlagen, die Konzessionsabgaben und die Entgelte für den Messstellenbetrieb umfasst. Weiterhin regulierungsrechtlich ungeklärt ist die Frage, ob Speicherbetreiber nach § 18 StromNEV einen Anspruch auf vermiedene Netznutzungsentgelte haben, wenn sie als dezentrale Erzeugungsanlage Netzkosten auf vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen vermeiden.

Eine Reduzierung der Netzentgelte ist ferner für Letztverbraucher mit separatem Zählpunkt im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG möglich, wenn diese mit dem Netzbetreiber Netznutzungsverträge abgeschlossen haben und dem Netzbetreiber ermöglichen die Verbrauchsanlage fern zu steuern, um Netzengpässe zu vermeiden. Explizit werden in § 14a Satz 2 EnWG auch Elektromobile als steuerbare Verbrauchseinrichtungen betrachtet.

Ein weiterer Privilegierungstatbestand zur Reduzierung von Netznutzungsentgelten wird in § 19 StromNEV formuliert, der die sogenannt atypische Netznutzung regelt. Hiernach haben Letztverbraucher ein Anrecht auf eine Reduzierung des Netzentgeltes i. H. v. 20 %, wenn auf Basis historischer oder prognostizierter Verbrauchsdaten davon ausgegangen werden kann, dass die Höchstlast des Verbrauchers von der zeitgleichen Höchstlast aller Entnahmen auf der jeweiligen Netzebene abweicht. Die Vereinbarung zur Berechnung eines individuellen Netzentgeltes bedarf nach § 19 Satz 5 StromNEV jedoch der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur.

Ob bestimmte Lastmanagementanlagen oder Stromspeicher von dieser Regelung profitieren können bleibt zunächst unklar, da diese Anlagen sich in ihrer Fahrweise i. d. R. zunächst nach den Strompreissignalen richten und nicht primär nach der Netzsituation. Bisher wird bei der Preisbildung an der Strombörse die Netzsituation zunächst außer Acht gelassen (die sogenannte Annahme der „Kupferplatte“ im Stromhandel). Nur wenn sich die aus dem Stromhandel ergebenden Fahrpläne bei den Übertragungsnetzbetreibern zu Netzengpasssituationen führen, wird ein sogenannter Redispatch durchgeführt, um die Netzengpässe aufzulösen.

Unter diesen Bedingungen kann von einer Lastmanagementanlage oder einem Stromspeicher als Letztverbraucher nur schwer prognostiziert werden, dass seine Höchstlast von der Gesamthöchstlast abweicht. Auch die zunehmende Einspeisung aus volatiler EE-Stromerzeugung trägt dazu bei, dass angespannte Netzsituationen nur schwer vorhersagbar sind. So kann es durchaus zu Höchstlastsituationen kommen, in denen gleichzeitig große EE-

Mengen in das System integriert werden müssen und es im Sinne eines hohen Integrationsanteils vorteilhaft wäre, wenn ein Verbraucher zusätzliche Last zuschaltet, statt Last vom Netz zu nehmen. Aus diesen Gründen hat die Bundesnetzagentur für die sachgerechte Festlegung der individuellen Netzentgelte konkretisiert, dass Leistungsspitzen, die durch einen kurativen Redispatch⁶, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung von negativer Regelleistung ausgelöst wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast unberücksichtigt bleiben (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018; Bundesnetzagentur 2013).

Als letzter Netzentgelt-Privilegierungstatbestand sei an dieser Stelle § 19 Abs. 4 StromNEV genannt, der eine besondere Netzentgeltregelung für Stromspeicherbetreiber adressiert. Hierbei haben Netzbetreiber den Stromspeicherbetreibern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn Betreiber Strom ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und anschließend den gespeicherten Strom wieder in das Netz einspeisen. Nach § 19 Abs. 4 StromNEV müssen die Betreiber keinen Arbeitspreis mehr zahlen, sondern nur einen Jahresleistungspreis für diejenigen Strommengen, die nicht wieder ins Netz eingespeist werden, d. h. i. d. R. nur für die Verlustenergie. In Abgrenzung zu § 118 Abs. 6 EnWG werden in § 19 Abs. 4 StromNEV nur Stromspeicher adressiert, jedoch muss der Strom nicht in dasselbe Netz, sondern nur ins öffentliche Netz zurückgespeist werden. Solange am Ende wieder Strom ins Netz eingespeist wird, könnte die Regelung somit auch solche Anlagen umfassen, die Strom zum Zwecke der Speicherung in einer anderen Form, also mechanisch, chemisch oder physikalisch speichern (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018). Da § 118 Abs. 6 EnWG jedoch eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten vorsieht, ist davon auszugehen, dass in der Praxis § 118 Abs. 6 EnWG der Privilegierung von § 19 Abs. 4 StromNEV vorgezogen wird.

Netzentgeltgewälzte Abgaben und Umlagen

Bei den netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen handelt es sich um Kosten, die als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden können. Hierzu werden folgende gezählt:

- Konzessionsabgabe, vgl. § 3 Nr. 18 EnWG
- KWK-Umlage, vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG
- § 19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Haftungsumlage, vgl. § 17f EnWG
- Abschaltbare-Lasten-Umlage, vgl. § 18 AbLaV9 i. V. m. § 9 KWKG

Im Vergleich zur EEG-Umlage oder den Netzentgelten, machen diese jedoch nur einen relativ kleinen Anteil an den Strompreisbestandteilen für Letztverbraucher aus (vgl. Abbildung 2.5,

⁶ Beim Netzmanagement wird zwischen kurativen und präventiven Redispatch unterschieden. Beim präventiven Redispatch wird einer Netzengpasssituation vorgebeugt, während ein kurativer Redispatch die Engpasssituation behebt.

Abbildung 2.6 und Abbildung 2.7). Entsprechend niedrig ist beim Wegfall dieser Abgaben und Umlagen auch die regulatorische Steuerungswirkung, die eine flexiblere Fahrweise anreizen könnte. Da bestimmte Privilegierungstatbestände, die zumindest eine Reduzierung der Umlagen ermöglichen, darüber hinaus in den meisten Fällen nur für Letztverbraucher mit einer jährlichen Mindestabnahme von 1 Mio. kWh gelten, ist das Gesamtpotential zur Anreizung neuer Flexibilitäten begrenzt (siehe hierzu z. B. § 26 Abs. 1 KWKG zur reduzierten KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV zur Begrenzung der § 19 StromNEV-Umlage oder § 17e und § 17f EnWG zur Begrenzung der Off-Shore-Haftungsumlage).

EEG-Umlage

Ob ein Betreiber einer Flexibilitätsanlage EEG-Umlagepflichtig ist hängt davon ab, ob er als Letztverbraucher angesehen wird oder nicht. Nach § 3 Nr. 33 EEG ist jede natürliche oder juristische Person Letztverbraucher, die Strom verbraucht. Im Gegensatz zur Begriffsbestimmung im § 3 Nr. 325 EnWG kommt es im EEG jedoch nicht darauf an, dass der Strom gekauft wurde, so dass auch Verbraucher, die ihren Strom selbst erzeugen, als Letztverbraucher angesehen werden. Ob Speicher als Letztverbraucher gelten, lässt die Norm jedoch bisher offen, um einen laufenden Prüfprozess nicht vorwegzugreifen (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018). Neben einer fehlenden eindeutigen Entscheidung des Gesetzgebers ist bisher auch keine richterliche Entscheidung zu Sektorenkopplungsanlagen zur Einordnung als Letztverbraucher erfolgt, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass diese Anlagen genauso wie Speicher als Letztverbraucher anzusehen sind und somit EEG-Umlagepflichtig sind (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018).

Es gibt jedoch einzelne Tatbestände, bei deren Erfüllung eine Reduzierung oder gar ein Wegfall der EEG-Umlage in Betracht kommt. Beispielweise reduziert sich nach § 61 Abs. 2 Satz 1 EEG die Umlage auf 40 %, wenn sich eine natürliche oder juristische Person selbst mit Strom versorgt, der aus einer EE- oder hocheffizienten KWK-Anlage stammt. Für die Eigenversorgung muss der selbst verbrauchte Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe erzeugt werden und darf nicht durch ein Netz durchgeleitet worden sein. Weiterhin muss Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher vorliegen. Aufgrund der Begriffsbestimmung für EE-Anlagen nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG sind reine EE-Stromspeicher als Anlage im Sinne des EEG zu betrachten (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018).

Die Umlagepflicht kann gemäß § 61a EEG sogar ganz entfallen, wenn Eigenversorger:

- Strom zur Stromerzeugung verbrauchen (gesetzlicher Kraftwerkseigenverbrauch, Nr. 1)
- weder unmittelbar noch mittelbar an ein allgemeines Netz angeschlossen sind (Inselanlagen, Nr. 2)
- sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 des EEG in Anspruch nehmen (vollständige Eigenversorgung mit EE-Strom, Nr. 3) oder

- Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh betreiben (Bagatellgrenze/De-minimis-Regel, Nr. 4, auf 20 Jahre befristet).

Für Bestandsanlagen im Sinne des § 61c EEG oder in sogenannten älteren Bestbestandsanlagen gemäß § 61d EEG fällt die EEG-Umlage sogar nur zu 20 % bzw. gar nicht an.

Die energierechtliche Sonderstellung von Speichern durch die Betrachtung als Stromverbraucher bei der Einspeicherung und Stromerzeuger bei der Ausspeicherung führt des Weiteren zu dem Umstand, dass Speichern eigentlich eine doppelte EEG-Umlagepflicht bei der Zwischenspeicherung von EE-Strom zukommt. Zunächst beim Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz zum Betrieb des Speichers, und ein zweites Mal nach der Wiedereinspeisung des Stroms durch Entnahme eines anderen Letztverbrauchers. Die erweiterte Regelung im § 61k EEG 2017 legt jedoch inzwischen fest, dass keine EEG-Umlage auf eingespeicherten Strom anfällt, wenn für den gesamten ausgespeicherten Strom die volle EEG-Umlage gezahlt wurde. Für Speicherverluste muss somit keine EEG-Umlage gezahlt werden, jedoch ggf. für Strom der für andere Zwecke als die Zwischenspeicherung verbraucht wurde.

Ein weiterer Befreiungstatbestand ergibt sich aus § 61k Abs. 2 EEG für die Stromentnahme zur Erzeugung von Speichergasen (Power-to-Gas-Technologie, sog. funktionale Speicher). Danach wird der Bezug von 100 %-igem EE-Strom zur Erzeugung von Speichergasen von der EEG-Umlage befreit, wobei dieses Speichergas in das Erdgasnetz eingespeist und andernorts wieder rückverstromt werden muss. Für den Letztverbrauch dieses Stroms fällt die (anteilige) EEG-Umlage jedoch an (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018).

Weitere Privilegierungstatbestände bestehen nach § 64 Abs. 2 ff. EEG für stromintensive Unternehmen und i. S. d. § 64 Abs. 2 ff. EEG für Schienenbahnen. Bei der stromintensiven Industrie kann für den Stromanteil über 1 GWh die EEG-Umlage in Abhängigkeit der Branchenzugehörigkeit bzw. der Stromkostenintensität auf 15 % oder 20 % reduziert werden. Für Schienenbahnunternehmen, die unmittelbar zu Personen- und Güterverkehrszwecken mindestens 2 GWh Strom im Geschäftsjahr selbst verbrauchen, kann die EEG-Umlage auf 20 % begrenzt werden.

Erzeugungsseitige Flexibilität

Auch erzeugungsseitig sieht der Gesetzgeber inzwischen Sonderregelungen vor, die eine flexiblere Fahrweise anreizen sollen. Da in ERAFlex erzeugungsseitigen Flexibilitäten nicht im Vordergrund stehen, wird dieser Abschnitt bewusst kurzgehalten.

In den vergangenen Jahren ist es immer wieder unter bestimmten Bedingungen zu Situationen gekommen, bei denen negative Preisen an der ‚Day-Ahead‘ Spot Auktion aufgetreten sind. Diese Situationen treten vermehrt dann auf, wenn ein hohes EE-Angebot auf eine niedrige Nachfrage trifft und es durch weitere ‚Must-Run‘-Kapazitäten zu einer potentiell negativen Residuallast kommt. Als Residuallast wird die Last abzüglich der ‚Must-Run‘-Kapazitäten und der EE-Einspeisung bezeichnet. ‚Must-Run‘-Kapazitäten entstehen wiederum durch

Kraftwerke, die auf Grund von Verpflichtungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung zu jeder Zeit am Netz bleiben müssen. Aber auch KWK-Anlagen, die nicht stromgeführt betrieben werden, jedoch zur Wärmelastdeckung weiterbetrieben werden müssen oder Grundlastkraftwerke, die aufgrund geringer Laständerungsgradienten nicht flexibel auf negative Preise reagieren können, tragen zum Überangebot an Strom in diesen Situationen bei. Da auch die erneuerbaren Anlagen in diesen Situationen weiter einspeisen, werden sie am Spotmarkt zu negativen Preisen vermarktet, was die Förderkosten für EE wiederum in die Höhe treibt.

Zur Vermeidung negativer Preise hat der Gesetzgeber im Jahr 2014 den § 24 EEG eingeführt, der im EEG 2017 zum § 51 wurde. Die sogenannte „6-h-Regelung“ sieht seitdem vor, dass sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum auf null verringert, wenn der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Damit sollen EE-Anlagen angereizt werden, ebenfalls ihre Stromproduktion zu drosseln. Ausnahmen von der „6-h-Regelung“ sieht § 51 Abs. 3 EEG für Windenergieanlagen mit weniger als 3 MW Leistung, sonstige Anlagen mit weniger als 500 kW Leistung sowie für Pilotwindenergieanlagen an Land und auf See vor.

Das EEG sieht des Weiteren besondere Zahlungsansprüche für Biogasanlagen vor, die im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen grundsätzlich in der Lage sind Strom nach Bedarf zu produzieren. Das EEG unterscheidet dabei zwischen einem Zahlungsanspruch für neue Anlagen nach § 50a EEG (Flexibilitätszuschlag) und einem Zahlungsanspruch für Bestandsanlagen nach § 50b EEG (Flexibilitätsprämie). Hierbei erhalten Betreiber von Biogasanlagen für die zusätzliche Installation von flexibler Leistung eine Kapazitätzahlung i. H. v. 40 €/kW pro Jahr (Flexibilitätszuschlag) bzw. 130 €/kW pro Jahr (Flexibilitätsprämie).

Ab 2018 bis 2020 sieht das EEG 2017 außerdem sogenannte Innovationsausschreibungen vor. Hierbei sollen besonders netz- und systemdienliche Anlagekonfigurationen gefördert werden. Der zentrale Unterschied zu den konventionellen Ausschreibungen ist, dass die Innovationsausschreibungen gemäß § 39 j Abs. 1 EEG nicht auf einzelne EE-Anlagen beschränkt sind, sondern auch Gebote für die Kombination oder den Zusammenschluss verschiedener erneuerbarer Energien abgegeben werden können (Doderer & Schäfer-Stradowsky 2018).

Alles in Allem lässt sich festhalten, dass der regulatorische Rahmen für Flexibilitätsoptionen in Deutschland noch lückenhaft ist und vor allem gewisse begriffliche Unsicherheiten enthält, somit zu weiteren Unsicherheiten für Investoren und Betreibern von Flexibilitätsoptionen führt und damit einem weiteren reibungslosen Ausbau der EE entgegensteht.

3 Entwicklung eines gemeinsamen Szenariorahmens (DLR, IER)

Ein Ziel bei der Bearbeitung des Projektes ERAFlex war es, einen Beitrag für ein sicheres Stromversorgungssystem mit erhöhtem Anteil an erneuerbaren Energien (EE) beizusteuern und dabei besonders den Bedarf an notwendigen Flexibilitätsoptionen zu untersuchen. Es wurde analysiert, wie ungünstige Pfadabhängigkeiten bei der Entwicklung des Energiesystems bis zum Jahr 2035 vermieden werden können, um so den Efficiency-Gap zu reduzieren.

Bei der Entwicklung von zu betrachtenden Szenarien war zunächst geplant, sich am Netzentwicklungsplan 2030 (Bundesnetzagentur 2016) und dem Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi & BMU 2010) zur Erstellung eines Basisszenarios zu orientieren. Dieses Vorgehen sollte es erlauben, aktuell diskutierte Entwicklungen zu untersuchen und zu kommentieren. Über eine Variation der in Tabelle 3.1 dargestellten Parameter hätte sich eine Vielzahl an zu analysierenden Szenarien ergeben. Da nicht alle Kombinationen der in der Tabelle dargestellten Parameter ein konsistentes Szenario ergeben hätten, hätte eine Untermenge aller möglichen Kombinationen für die Untersuchungen ausgewählt werden müssen. Da aber auch eine solche Untermenge noch immer eine hohe Anzahl an Szenarien enthalten und einen hohen Aufwand für die Modellparametrisierung bedingen würde, wurde dieses Vorgehen im Rahmen des ersten Projekttreffens mit dem Projektträger hinterfragt.

Strom- nachfrage	Brenn- stoffpreise	Ziele für CO ₂ - Emissionen	Biomasse	Kosten Batterie Speicher	Kosten Langzeit Speicher	Regulat. Rahmen
hoch	hoch	hoch	weiterhin im Stromsektor	hoch	hoch	Förde- rung
mittel	mittel	mittel		mittel	mittel	
niedrig	niedrig	niedrig	nichtmehr im Stromsektor	niedrig	niedrig	Markt

Tabelle 3.1: Auf dem Projekttreffen am 26.10.2016 am IER diskutierte Szenariomatrix. Diese Matrix wurde auf Grund der in 1.1 besprochenen Anpassungen im Projekt nicht weiterverfolgt

Gemeinsam mit dem Projektträger wurde erörtert, dass das angestrebte Projekt eher einen wissenschaftlichen Charakter aufweisen sollte und daher die Ermittlung und Analyse der Gründe des Efficiency-Gaps wichtiger sei als die Untersuchung einer Vielzahl realitätsnaher

und konkreter Fragestellungen von politischer Relevanz. Hierfür ist die ursprünglich geplante, detaillierte Ausarbeitung von Szenarien anhand vorhandener energiewirtschaftlicher Studien für die Modellparametrisierung nicht notwendig. Es ist vielmehr zu untersuchen, wie der Einfluss der grundlegenden und notwendigen Entwicklungen für die Energiewende auf den Efficiency-Gap zu beurteilen ist. Diese grundlegenden Entwicklungen bestehen aus

- dem Ausbau der Erneuerbaren Energien,
- dem Ausbau von Flexibilitätsoptionen und
- der Gestaltung des Marktes und der Förderungen.

Hierfür wurde dann ein gemeinsamer Szenariorahmen entwickelt, der diese grundlegenden Entwicklungen abbilden kann und die Analyse des Efficiency-Gaps erlaubt. Dieser Szenariorahmen besteht aus den in Tabelle 3.2 aufgeführten Parametern und ihren Variationen. Die über diesen Rahmen erstellten und untersuchten Szenarien werden in Abschnitt 6 ausführlich beschrieben und diskutiert.

EE-Anteil	Strategie des Speicherbetriebs	Anzahl der Speicherbetreiber	Prognoseunsicherheit	Variable Marktpremie für EE
40 %	Minimieren der Systemkosten	1	Ja	Ja
60 %	Maximieren des Profits	2	Nein	Nein
80 %	Fehlertolerante Strategie	10		

Tabelle 3.2 Die Tabelle zeigt die Szenarioparameter und deren möglichen Ausprägungen, die durch die Modelle abgebildet werden können. Die in Abschnitt 6 diskutierten Szenarien und Ergebnisse basieren auf unterschiedlichen Kombinationen dieser Parameterwerte

Nach der Definition der aufgeführten Parameter des gemeinsamen Szenariorahmens und ihrer Variationen müssen zur Anwendung der Modelle die Eingangsdaten aufbereitet und vereinheitlicht werden. Anhang A.1 gibt ergänzend einen Überblick über die gemeinsame Datenbasis. Weitere rechnungsspezifischen und technische Datenannahmen befinden sich in den Abschnitten 5 und 6.

Im Folgenden geht es um die detaillierte Beschreibung beim Vorgehen der Modellkopplung.

4 Methode der Modellkopplung

In diesem Abschnitt wird die umgesetzte Methode zur Modellkopplung von E2M2 und AMIRIS ausführlich beschrieben. Für ein besseres Verständnis der Methode erfolgt in Abschnitt 4.1 eine Beschreibung sowie eine Gegenüberstellung der mathematischen Ansätze beider Modelle. In den Abschnitten 4.2 und 4.3 werden die zur Modellkopplung benötigten Anpassungen in E2M2 sowie in AMIRIS dargestellt.

4.1 Beschreibung der Modelle

Im Rahmen des Projekts ERAFlex wurden ein kostenminimierendes fundamentales Elektrizitätsmarktmodell (E2M2) und ein agentenbasiertes Elektrizitätsmarktmodell (AMIRIS) gekoppelt. Es folgt nun eine detaillierte Beschreibung beider Modelle.

4.1.1 E2M2 (IER)

Das European Electricity Market Model E2M2 ist ein fundamentalanalytisches Elektrizitätsmarktmodell basierend auf (Sun et al. 2008) und (Sun 2013) welches am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart entwickelt wurde. Es simuliert das Marktgeschehen am Großhandelsmarkt für Elektrizität auf Basis von Angebot von Nachfrage und basiert auf der ökonomischen Theorie eines vollkommenen Markts (Jevons 1871).

E2M2 ermöglicht die simultane Optimierung der Einsatzplanung und der Investitionsentscheidung im europäischen wettbewerblichen Strommarkt und somit die Identifikation sinnvoller Maßnahmen für die kosteneffiziente und nachhaltige Transformation des Elektrizitätssystems. Als Strommarktmodell umfasst E2M2 die Abbildung von anlagen- und blockscharfen thermischen Kraftwerken, erneuerbaren Energieerzeugern und Flexibilitätsoptionen, wie Lastmanagement oder Speichertechnologien. Diese können zusätzlich den jeweiligen Regionen zugeordnet werden. Bei der Investitionsentscheidung kann zwischen repräsentativen Zubauoptionen gewählt werden. Eine Übersicht über das Elektrizitätsmarktmodell E2M2 und seine typischen Modellcharakteristika ist in Abbildung 4.1 sowie in Tabelle 4.1 dargestellt.

Die Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie wird innerhalb dieses Projekts im Gegensatz zum in (Sun et al. 2008) und (Sun 2013) beschriebenen stochastischen Ansatz deterministisch berechnet. Dabei werden Erzeugungspro-

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

file dem Modell exogen vorgegeben. Außerdem sind diese Anlagen in E2M2 mit Einspeisemanagement modelliert, so dass die aus fluktuierenden Energiequellen überschüssige Energie entweder eingespeichert oder systemoptimal abgeregelt werden kann.

Die verwendete Modellversion ist als lineares Programm mit optionalen gemischt-ganzzahligen Rahmenbedingungen für eine diskrete Abbildung des Kraftwerksparks formuliert (Sun et al. 2008). Somit könnten Restriktionen wie Mindestbetrieb- oder Mindeststillstandzeiten berücksichtigt werden. Außerdem wird diese Version um einen mehrstufigen Modellierungsansatz (Fleischer n.d.) ergänzt.

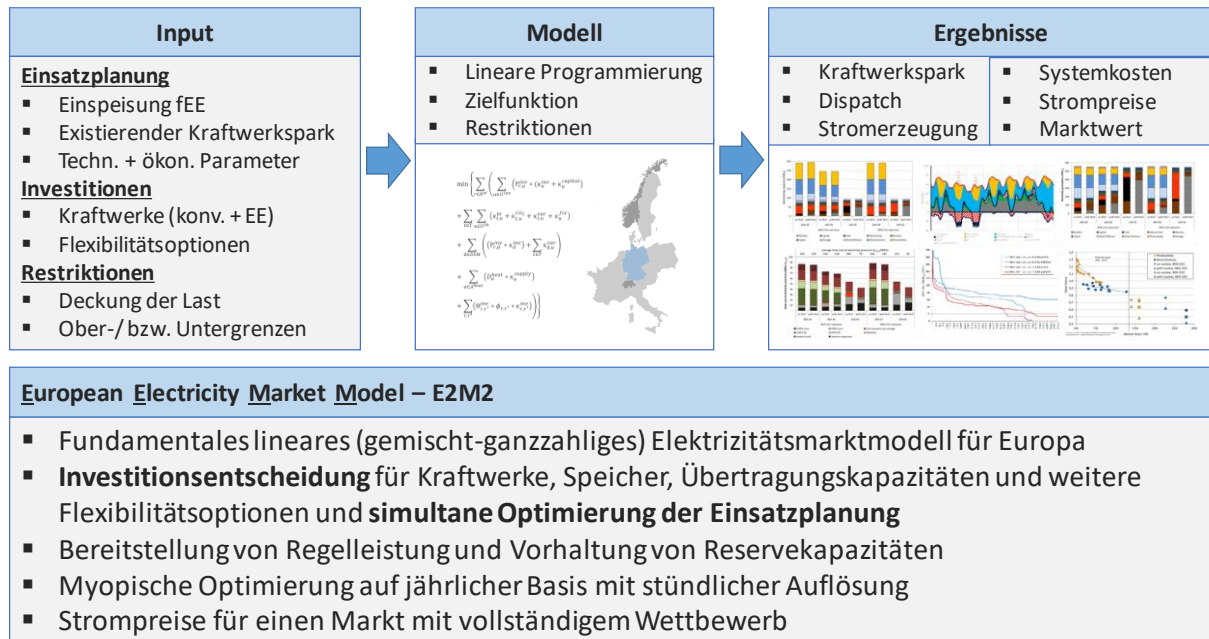


Abbildung 4.1: Steckbrief des Elektrizitätsmarktmodells E2M2

Modellname	E2M2 - European Electricity Market Model			
Urheber (Institut)	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart			
Modelltyp	Fundamentalanalytisches Elektrizitätsmarktmodell (Optimierung)			
Technischer Fokus	Strommarkt, Identifikation sinnvoller Maßnahmen für die kosteneffiziente und nachhaltige Transformation des Elektrizitätssystems			
Geografischer Fokus	Deutschland, Europa			
Räumliche Auflösung	DE bis 20 Regionen, EU bis länderscharf			
Planungshorizont	Heute - 2050			
Optimierungszeitraum	1 Jahr			
Zeitliche Auflösung	1h, ggf. Typstunden			
Input-Parameter		ZD*	TD*	RD*
	• Investitionskosten	✓	✓	
	• Fix-, und variable Kosten	✓	✓	✓
	• Investierbare Stromerzeugungskapazitäten	✓	✓	✓

	• Installierte Stromerzeugungskapazitäten	✓	✓	✓
	• Kraftwerkswirkungsgrade	✓	✓	✓
	• Brennstoffpreise und CO ₂ -Zertifikatspreise	✓	✓	
	• Lastprofil	✓	✓	✓
Output-Parameter	▪ Investitionsentscheidungen	✓	✓	✓
	▪ Einsatzprofile von Speichern	✓	✓	✓
	▪ Einsatzprofile von EE-Anlagen unter unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen	✓	✓	✓

Tabelle 4.1: Typische Modellcharakteristika von E2M2 / *ZD, TD, RD – zeitliche, technologische, räumliche Differenzierung

Zielfunktion

Als Zielfunktion werden die Gesamtsystemkosten⁷ zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage in einem durch technische und regulatorische Restriktionen (z. B. installierte Kapazitäten, Anlagenverfügbarkeit, Begrenzung der CO₂-Emissionen etc.) begrenzten Lösungsraum minimiert. Die Gesamtsystemkosten *GSKosten* bestehen aus den annuisierten Investitionskosten *aInvKosten_u* und den jährlichen Fixkosten *FixOaMKosten_u* der neuen installierten Kapazitäten sowie aus den variablen Kosten. Die jährlichen Fixkosten existierender Kapazitäten werden als ‚Sunk costs‘ (OECD 2008) betrachtet, um die Modellkomplexität zu reduzieren. Bei der Berechnung der variablen Kosten werden die Betriebs- und Wartungskosten *VarOaMKosten_{u,t}* sowie die Brennstoffkosten *BrennstoffKosten_{u,t}* und CO₂-Zertifikatskosten *CO₂Kosten_{u,t}* über die betrachteten Zeitschritte summiert. Die eingesetzte Zielfunktion zur Minimierung der Gesamtsystemkosten lässt sich mathematisch durch (4.1) beschreiben:

$$\begin{aligned} \min GSKosten = & \min \sum_{u \in U^{Inv}} (aInvKosten_u + FixOaMKosten_u) \\ & + \sum_{u \in U} \sum_{t \in T} (VarOaMKosten_{u,t} + BrennstoffKosten_{u,t} + CO_2Kosten_{u,t}) \end{aligned} \quad (4.1)$$

mit: u – Anlage

t – Zeitschritt

U – alle Anlagen

U^{Inv} – alle neu investierten Anlagen im Optimierungszeitraum

⁷ Unter Gesamtsystemkosten werden in E2M2 im Rahmen des Projekts ERAFlex die Summe der annuisierten Investitionskosten, der jährlichen Fixkosten der neuen Kapazitäten, der Betriebs- und Wartungskosten sowie der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten verstanden. Aufgrund der LP-relaxierten Abbildung der Kraftwerkseinsatzplanung werden keine An- und Abfahrtskosten berücksichtigt. Außerdem werden u. a. keine Rückbaukosten oder netzgebundene Kosten betrachtet.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

T – alle Zeitschritte im Optimierungszeitraum

$GSKosten$ – Gesamtsystemkosten

$aInvKosten$ – annuierte Investitionskosten

$FixOaMKosten$ – jährliche Fixkosten existierender Kapazitäten

$VarOaMKosten$ – variable Betriebs- und Wartungskosten

$BrennstoffKosten$ – Brennstoffkosten

$CO_2Kosten$ – CO_2 -Zertifikatskosten.

Stromnachfragedeckung

Die zu deckende Stromnachfrage ist der entscheidende Treiber des Elektrizitätsmarktmodells E2M2. Zu jedem Zeitpunkt muss eine vollständige Nachfragedeckung gewährleistet werden. Dafür können bestehende und neue Kapazitäten sowie Flexibilitätsoptionen, die dazu beitragen, die durch fluktuierenden erneuerbaren Energien generierten Schwankungen auszugleichen und damit das Residuallastprofil zu glätten, unter bestimmten technisch bedingten Restriktionen eingesetzt werden. Die Gleichung der Stromnachfragedeckung ist in (4.2) veranschaulicht:

$$Nachf_t = Erz_t + Imp_t - Exp_t + Aussp_t - Einsp_t + DSMRed_t - DSMErh_t \quad (4.2)$$

mit: t – Zeitschritt

$Nachf$ – Stromnachfrage

Erz – Stromerzeugung

Imp – Importe

Exp – Exporte

$Aussp$ – Ausspeicherung

$Einsp$ – Einspeicherung

$DSMRed$ – durch DSM-Technologien reduzierte Last

$DSMErh$ – durch DSM-Technologien erhöhte Last.

Ökonomische Interpretation dualer Variablen

Das europäische Strommarktmodell E2M2 liefert umfangreiche Informationen über das Optimum des untersuchten Systems. Neben direkt berechneten Ergebnissen, die aus der Lösung des primalen Problems erhalten werden, z. B. die kostenoptimale Einsatz- und Investitionsplanung, können duale Variablen als marginale ‚Commodity‘-Kosten interpretiert werden (Remme et al. 2009; Remme 2006). Die duale Variable der Gleichung zur Stromnachfragedeckung liefert zusätzliche Informationen über die stündlichen ‚Day-Ahead‘-Strompreise. Dies kann als Angebotspreis des Grenzkraftwerkes für einen Markt mit vollständigem Wettbewerb interpretiert werden. Bei der Definition einer CO_2 -Obergrenze können analog die Preise der CO_2 -Zertifikate, bei dem sich diese CO_2 -Emissionen am Markt einstellen würden, ermittelt werden. Die Grundlagen der linearen Programmierung und des Dualitätstheorems sind in Williams (2013) sowie in dort angegebener weiterer Basisliteratur ausführlich erklärt.

4.1.2 AMIRIS (DLR)

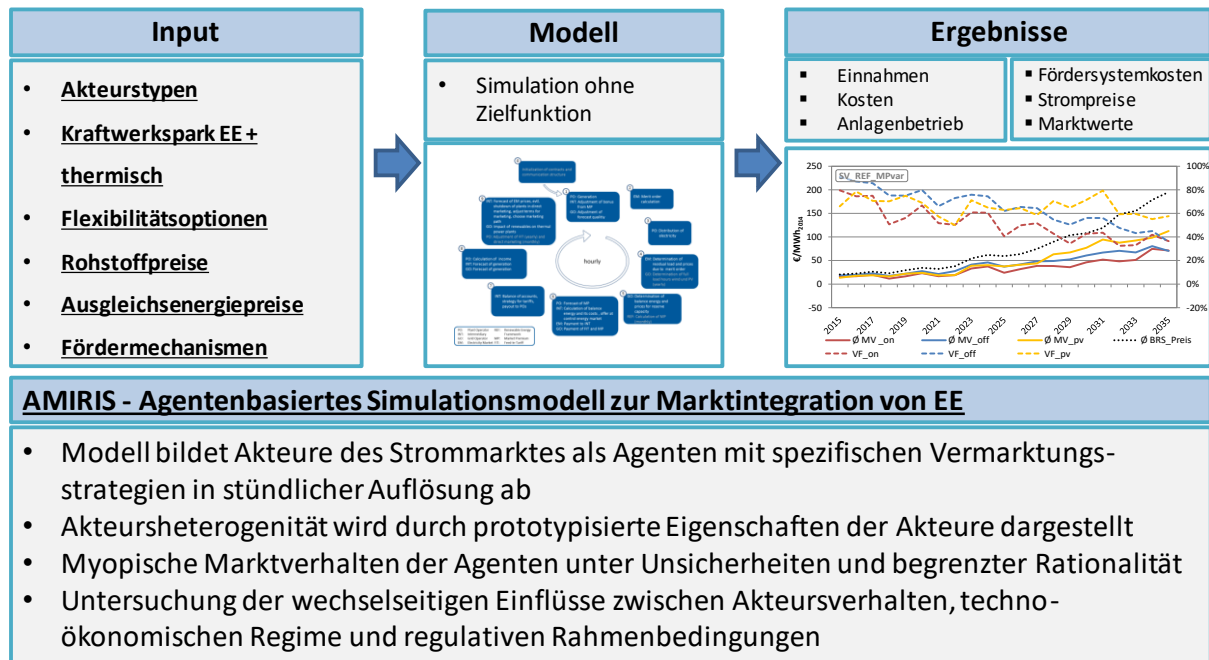


Abbildung 4.2: Steckbrief des Strommarktmodells AMIRIS

Das am DLR entwickelte agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS ermöglicht Analysen zur Marktintegration der erneuerbaren Energien (EE) sowie von Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Mikroebene der Akteure als auch auf der Makroebene des Energiesystems. Hierbei kann das Verhalten einzelner prototypisierter Akteursgruppen unter verschiedenen Rahmenbedingungen wie z. B. des Markt- oder Förderdesigns berücksichtigt werden. Im Gegensatz zu Gleichgewichts- und Optimierungsmodellen existiert keine übergeordnete, zentral vorgegebene Zielfunktion, die z. B. die Systemkosten minimiert. Im Zentrum stehen stattdessen die im Modell als Agenten dargestellten Akteure der Stromwirtschaft mit ihren Zielvorstellungen und Handlungsoptionen. Durch die Modellierung entsteht ein sich selbst entwickelndes System, in dem der Einfluss des Akteursverhaltens und die Wechselwirkungen zwischen den Akteuren dargestellt werden (vgl. Abbildung 4.2).

Die Agenten können sich dabei durch unterschiedliche Eigenschaften auszeichnen (Axelrod 1997; Brenner 2006; Schmidt 2000; Urban 2004). Demnach gilt für Agenten i. d. R., dass sie:

- eine eigene interne Struktur und Repräsentation ihrer Umwelt besitzen,
- unterschiedliche Motivationen und Ziele haben,
- lernen und daher über adaptive Strategien verfügen, um ihre Ziele zu erreichen,
- die Fähigkeit zum Planen aufweisen und
- mit anderen Agenten kommunizieren und kooperieren können.

Für die bearbeiteten Fragestellungen im Rahmen des ERAFlex Projektes werden bspw. die Speicheragenten mit unterschiedlichen Strategien ausgestattet, um einerseits die Perspektive eines systemkostenminimierenden Speichereinsatzes abzubilden, als auch die Perspektive

eines betriebswirtschaftlich optimierenden Speicherbetriebs, der die eigenen Gewinne maximieren soll (vgl. Abschnitt 4.3.4).

Modellname	AMIRIS - Agentenmodell zur Integration Regenerativer in die Strommärkte			
Urheber (Institut)	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik			
Modelltyp	Agentenmodell (Simulation)			
Technischer Fokus	Strommarkt, Einsatz Erneuerbarer Energien unter regulatorischen Rahmenbedingungen auf Akteursebene			
Geografischer Fokus	Deutschland			
Räumliche Auflö- sung	National			
Zeitpunkte pro Jahr	8760			
Zeitliche Auflö- sung	1h			
Input-Parameter		ZD*	TD*	RD*
	• Kosten (fix und variabel) für Anlagebetreiber und Direktvermarkter	✓	✓	
	• Kraftwerkswirkungsgrade	✓	✓	
	• Rahmenbedingungen	✓	✓	
	• Brennstoffpreise und CO ₂ -Zertifikatspreise	✓	✓	
	• Lastprofil	✓		
	• Installierte Stromerzeugungskapazitäten	✓	✓	
Output-Parameter	▪ Einsatzprofile von Speichern unter unterschiedlichen Betriebsstrategien	✓	✓	
	▪ Einsatzprofile von EE-Anlagen unter unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen	✓	✓	
	▪ Erlöse der Direktvermarkter	✓	✓	

Tabelle 4.2: Typische Modellcharakteristika von AMIRIS / *ZD, TD, RD – zeitliche, technologische, räumliche Differenzierung

Die relevanten Akteure (z. B. Direktvermarkter von EE-Anlagen, Speicherbetreiber) sind als Agenten prototypisiert abgebildet. Ihre mikroökonomisch ausgerichteten Entscheidungen basieren dabei sowohl auf der mit Unsicherheiten verknüpften Einschätzung der Börsenpreise und Leistungsprognosen wie auch auf der Berücksichtigung aktueller Förderinstrumente für erneuerbare Energien (variable und fixe Marktprämien oder Kapazitätsprämien). Aus den Geboten der Akteure resultieren Marktpreise, aus denen Refinanzierungsmöglichkeiten für die Anlagenbetreiber oder Versorgungsengpässe über Knappheitspreise abgeleitet werden können. So kann mit AMIRIS z. B. der Einsatz von Speichertechnologien im Strommarkt aus der betriebswirtschaftlichen Sicht untersucht werden. Abbildung 4.3 zeigt die Struktur des AMIRIS-Modells.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

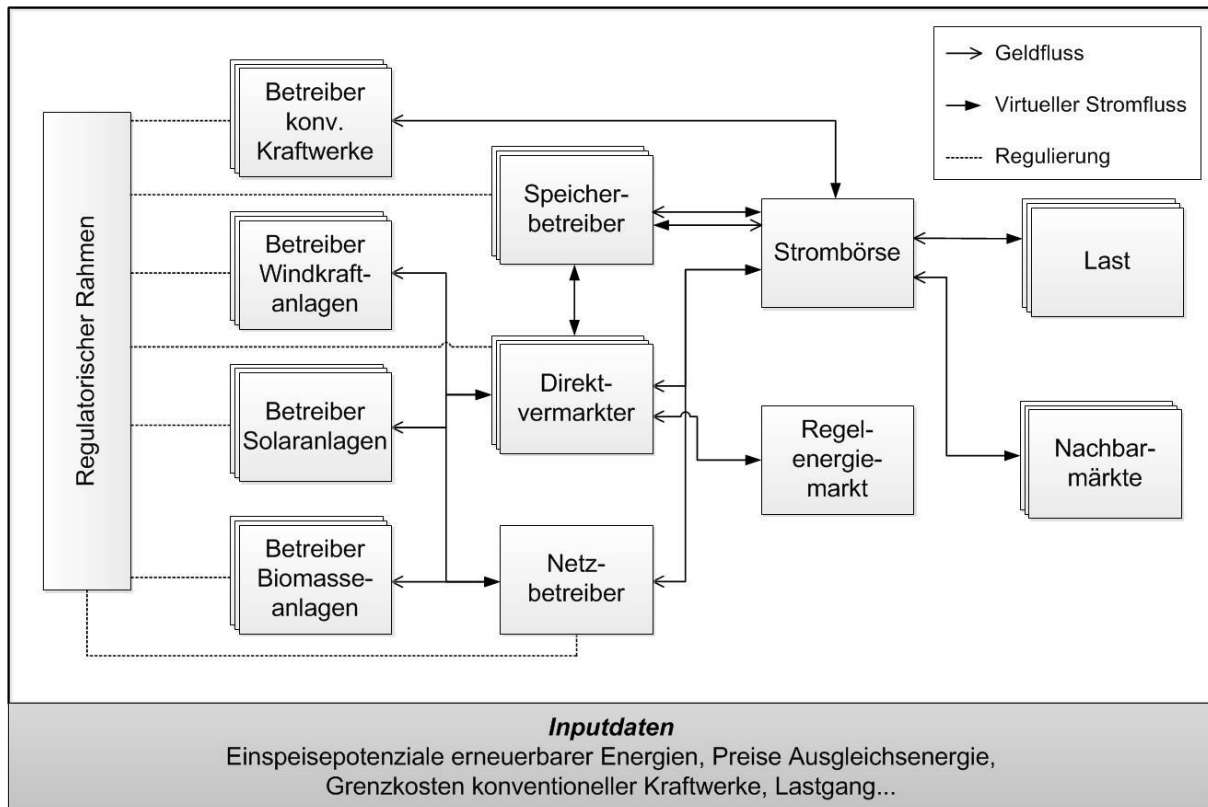


Abbildung 4.3: Struktur des Agentenmodells AMIRIS

Die EE-Anlagenbetreiberagenten können prototypisch nach verschiedenen Leistungsklassen mit unterschiedlich hohen Stromgestehungskosten und Eigentümerstrukturen ausdifferenziert werden und somit unterschiedliche Handlungsmotivationen und Renditeerwartungen aufweisen⁸. Ebenso können die Direktvermarktungsagenten EE-Direktvermarkter prototypisiert abbilden. Sie übernehmen für die vertraglich an sie gebundenen Anlagenbetreiber sämtliche Pflichten der Direktvermarktung, wie Leistungs- und Preisprognosen sowie die Gebotsabgabe an der Strombörse. Es sind verschiedene Förderinstrumente wie z. B. die gleitende oder fixe Markt- oder Kapazitätsprämie implementiert, die unterschiedliche Anreizwirkungen hinsichtlich des Einspeiseverhaltens der EE mit sich bringen.

Physikalisch fließt der Strom im Modell über den Netzbetreiber zum Lieferanten, der die Nachfrage symbolisiert und als Senke des Systems dient. Die Nachfrageseite wird derzeit über ein gesamtdeutsches Lastprofil abgebildet. Eine detaillierte Modell- und Methodenbeschreibung von AMIRIS ist in (Deissenroth et al. 2017) zu finden.

⁸ Die Identifizierung, Typbildung und Modellierung der einzelnen Anlagenbetreiber- und Direktvermarktungsagenten basiert dabei auf einer sozio-technischen Akteursanalyse mit Hilfe von Dokumentenanalysen, semi-strukturierter Experteninterviews und Akteursworkshops. Diese Akteursanalysen wurden z. T. in Vorprojekten zur Entwicklung des AMIRIS-Modells gemeinsam mit Technik- und Umweltsoziologen des „Zentrums für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung“ (ZIRIUS) der Universität Stuttgart durchgeführt.

In Ergänzung zur volkswirtschaftlichen Systemoptimierung mit E2M2 übernimmt AMIRIS im Projekt ERAFlex die Perspektive der betriebswirtschaftlichen Einsatzstrategien der betrachteten Erzeugungseinheiten und Flexibilitätsoptionen.

AMIRIS verfügt über eine detaillierte, stündlich aufgelöste modellendogene Simulation des ‚Day-Ahead‘-Spotmarktes in Form eines klassischen Merit-Order Modells, in dem die Grenzkosten der Kraftwerke über Rohstoffpreise, CO₂-Preise, technologiespezifische Wirkungsgrade und weitere variable Kosten bestimmt werden. Der Börsenstrompreis ergibt sich dabei aus der Einsatzreihenfolge der Kraftwerkstechnologien aufsteigend sortiert nach ihren Grenzkosten (Abbildung 4.4).

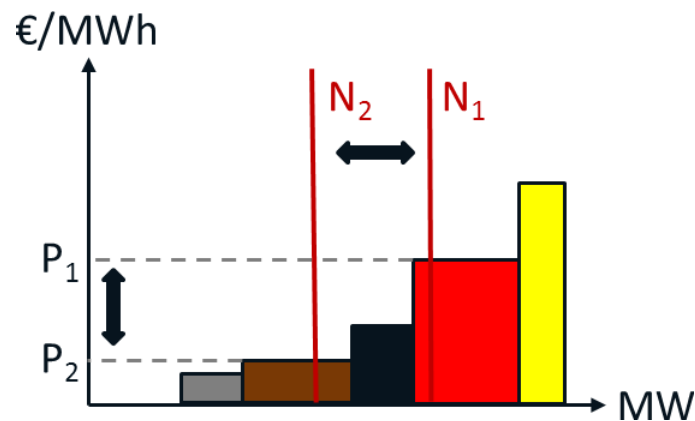


Abbildung 4.4: Stilisiertes Merit-Order Modell

In AMIRIS werden von den konventionellen Kraftwerksagenten – bestehend aus Kernkraftwerken (KKW), Braun- und Steinkohle- (BKW bzw. SKW) sowie Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) und Gasturbinen (GT) – zu jeder Simulationsstunde die Grenzkosten der Produktion MC_{Prod} für die nächste Gebotslegung an der Börse berechnet:

$$MC_{Prod}(i, j, h) = \frac{\frac{C_{Fuel}(h)}{H_{spez}} + P_{CO2}(h) * E_{spez}(i)}{\eta_j} + C_{var} \quad (4.3)$$

mit: i – Kraftwerkstyp

h – Stunde des Jahres

$C_{Fuel}(h)$ – Kosten des Brennstoffs in Stunde h

H_{spez} – spezifischer Heizwert des Energieträgers

$P_{CO2}(h)$ - CO₂-Preis in Stunde h

$E_{spez}(i)$ – spezifische CO₂-Emissionen des Kraftwerkstyps i

C_{var} – sonstige variable Betriebskosten

η_j – Wirkungsgrad des j -ten Erzeugungsblocks.

Die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten werden dabei in täglicher Auflösung exogen als Zeitreihe eingelesen.

Für die Wirkungsgrade ist zu beachten, dass die Erzeugungskapazitäten in AMIRIS in einzelne „Blöcke“ aufgeteilt werden und jedem Erzeugungsblock ein anderer Wirkungsgrad zugeteilt wird. Die Zuteilung erfolgt als lineare Interpolation zwischen dem niedrigsten (η_{min}) und

höchsten (η_{max}) Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie. Im Rahmen des Projektes wurde die Erzeugungsblockgröße auf jeweils 200 MW definiert.

Zu den marginalen Produktionskosten MC_{Prod} kann noch ein ‚Mark-up‘ MU_j addiert werden, um das letztendliche Gebot G des Erzeugungsblocks j bei der Strombörse zu erhalten⁹:

$$G = MC_{Prod} + MU_j \quad (4.4)$$

Für die Validierung des Merit-Order Modells können die ‚Mark-ups‘ aus Kalibrierungsläufen für jede Kraftwerkstechnologie bestimmt werden. Hierbei handelt es sich um Auf- oder Abschläge auf die Grenzkosten, um zusätzliche Kosten für An- und Abfahrt der Kraftwerke, Blockgebote an der Börse oder strategisches Bieterverhalten zu berücksichtigen.

Zusammen mit den Grenzkosten bilden ‚Mark-ups‘ die Gebote ‚Ask‘¹⁰ der Kraftwerks-Agenten für den Spotmarkt und lassen sich als Preis-Mengen-Tupel für jeden Agenten i und jede Stunde h allgemein in folgender Form darstellen:

$$Ask_{i,h,MC}^{spot} = \{(p_{i,h,1}^{spot}, q_{i,h,1}^{spot}), \dots, (p_{i,h,N}^{spot}, q_{i,h,N}^{spot})\} \quad (4.5)$$

mit: N – Anzahl der Stunden im Jahr (= 8760 h)
 p – Preisgebot \triangleq Grenzkosten + evtl. ‚Mark-ups‘
 q – Menge.

Die Direktvermarkter der EE-Anlagenbetreiber geben ebenfalls ihr Gebot entsprechend der Grenzkosten ihrer vermarkteten EE-Technologien ab. Die Grenzkosten für PV-Anlagen werden mit 0 €/MWh angesetzt. Für Wind On- und Offshore-Anlagen wird der variable Anteil an den Operations- und Maintenance-Kosten (O&M Kosten) zur Bestimmung der Grenzkosten aus Untersuchungen der DWG (2015), der IRENA (2018) und Röckmann et al. (2017) herangezogen. Sie belaufen sich im Mittel auf 18,6 €/MWh für Wind Onshore und 30,4 €/MWh für Offshore Wind. Anschließend wird die Menge aller Preis-Mengen-Tupel vom Strombörsen-Agenten aufsteigend nach den Grenzkosten geordnet:

$$Ask_{h,MC}^{spot} = \{(p_{h,1}^{spot}, q_{h,1}^{spot}), \dots, (p_{h,v}^{spot}, q_{h,v}^{spot}), \dots, (p_{h,V}^{spot}, q_{h,V}^{spot})\} \quad (4.6)$$

mit: V – Gesamtmenge der Preis-Mengen-Tupel
 $v \in V$ – Index für die individuellen Grenzgebote.

Der uniforme Markträumungspreis $uMCP$ wird durch das letzte Gebot bestimmt, das notwendig ist, um die Last L der Nachfrage zu decken:

$$uMCP_h^* = \min \left(p_{h,v^*} \mid \sum_{v=1}^{v^*} q_{h,v} \leq L \right) \quad (4.7)$$

⁹ Die Berechnung der „gebotenen“ Grenzkosten entsprechen im Modell nicht zwangsläufig den reinen technologischen Grenzkosten der Kraftwerks-Agenten, da bei der letztendlichen „Gebotslegung“ durch die Kalibrierung des Modells noch Aufschläge (‚Mark-ups‘) oder Abschläge (‚Mark-downs‘) auf die Grenzkosten addiert bzw. subtrahiert werden.

¹⁰ Im Stromhandel werden die Gebote der Angebotsseite als ‚Ask‘, die der Nachfrageseite als ‚Bid‘ bezeichnet.

Die erneuerbaren Anlagenbetreiber berechnen darüber hinaus ihre Stromgestehungskosten basierend auf ihren erwarteten jährlichen Stromertrag, den erwarteten jährlichen Kosten und den Investitionsausgaben zum Zeitpunkt $T = 0$:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + i_{WACC})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{SE_t}{(1 + i_{WACC})^t}} \quad (4.8)$$

mit: I_0 – Investitionsausgaben zum Zeitpunkt $T = 0$
 C_t – jährliche Kosten zum Zeitpunkt t
 SE_t – jährlicher Stromertrag zum Zeitpunkt t
 n – wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
 t – Jahr der Nutzungsperiode
 i_{WACC} – Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Auf Basis der LCOE Kalkulation wird vom Policy-Agenten der anzulegende Wert (AW) für jeden EE-Anlagenbetreiberagenten bestimmt. Der anzulegende Wert gilt wiederum als Referenzwert für die Bestimmung der Höhe der variablen Marktprämie. In AMIRIS können die Anlagenbetreiber außerdem nach einer fixen Marktprämie oder einer Kapazitätsprämie vergütet werden.

4.1.3 Gegenüberstellung der mathematischen Modellansätze aus AMIRIS und E2M2 (DLR, IER)

Erstellung einer Vergleichsmatrix

Als ein erster Schritt zur erfolgreichen Modellkopplung wurde eine Vergleichsmatrix mit Informationen über die Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen AMIRIS und E2M2 erstellt, die einen theoretischen Abgleich beider Modelle ermöglicht. Durch die Erstellung einer geeigneten Vergleichsmatrix können die während der Harmonisierungs- und Vergleichsphase auftretenden Unterschiede zwischen den Ergebnissen beider Modelle den spezifischen Eigenschaften jedes Modells zugeordnet werden.

Die in der Vergleichsmatrix berücksichtigten Charakterisierungskriterien und -informationen werden wie folgt differenziert:

- Hintergrundinformation:
 - Modellname
 - Institution
 - Anwendungsgebiet
- Modelltyp:
 - Modellierungsansatz
 - Systemperspektive
 - Sektoren

- Technische Grundlagen:
 - Programmierverfahren
 - Programmierumgebung
 - Solver
 - Datenbank
- Differenzierung:
 - Räumlich:
 - Regionaler Umfang
 - Regionale Auflösung
 - Zeitlich:
 - Betrachtungshorizont
 - Optimierungszeitraum
 - Temporale Auflösung
 - Abbildung zufälliger Ereignisse
- Lösungsansatz:
 - Lösungsverfahren
 - Zielfunktion
 - Umgang mit Unsicherheiten
- Lösungsraum:
 - Politischer Rahmen
 - Grundlegende Restriktionen
 - Elemente der Zielfunktion
- Grundelemente & Basis und optionale Parameter

Aus Gründen der Übersichtlichkeit kann die vollständige Vergleichsmatrix im Anhang A.2 eingesehen werden.

Vergleich der Modellperspektive und -ziele

Die beiden zuvor beschriebenen Modelle – E2M2 als kostenminimierendes Optimierungsmodell und AMIRIS als agentenbasiertes Simulationsmodell – zeichnen sich vor allem durch ihre unterschiedliche Perspektive auf das zu modellierende System aus. Während E2M2 vor allem die makroökonomische Perspektive des sozialen Planers einnimmt, blickt AMIRIS primär aus der Perspektive der einzelnen Akteure¹¹ auf das Stromsystem.

Ein Vergleich der Vor- und Nachteile der beiden Ansätze ist in Tabelle 4.3 dargestellt:

¹¹ Akteure in der Realität sind dabei Agenten im Modell.

	E2M2		AMIRIS	
	Vorteil	Nachteil	Vorteil	Nachteil
ökonomische Analyseebene	Zeigt gesamt-ökonomische Effizienz auf / Rationalität	Im Projekt mikroökonomisch beschränkt auf Markt mit vollkommenem Wettbewerb	Betrachtung von Effekten aus nicht vollkommenem Wettbewerb und bedingt rationalem Verhalten	keine gesamt-ökonomische Optimierung
ökonomisch theoretischer Ansatz	Vollkommener Wettbewerb / Rational-Choice / Homo oeconomicus	keine Betrachtung von strategischem Verhalten / eingeschränkte Abbildung von Unsicherheiten / keine Unvollkommenheit	Bounded-rationality Theory und Verhaltensökonomie	Nur Annäherung an das komplexe individuelle Verhalten der Akteure durch eigene Annahmen, z. B. Profitmaximierung
Planungshorizont	langfristige Optimierung	setzt perfect-foresight und sozialen Planer voraus	kurzfristige „Optimierung“ unter real-existierenden Unsicherheiten	kein langfristig optimales System
Modellierungsansatz	rekursive integrierte Optimierung von Investitionen & Einsatzplanung (LP)	hoher Rechenaufwand	sehr schnelle Rechenläufe	keine langfristige Kopplung von Investition und Anlageneinsatz
Marktbetrachtung/ Marktabbildung	Grenzkostenbasierte Strompreisbildung (Dualitätstheorem) (Williams 2013)	Markt mit vollkommenem Wettbewerb	inkl. Markt-Ups Annäherung an Marktpreise	Gesamtmodell schwer zu validieren, kein Benchmark vorhanden

Tabelle 4.3: Vergleich der Modellperspektive und -ziele

4.2 Mehrstufiges Simulationsablaufschaema im Elektrizitätsmarktmodell E2M2 (IER)

Mit dem Ziel der Modellkopplung zwischen E2M2 und AMIRIS und somit der Einhaltung der Vergleichbarkeit der resultierenden Ergebnisse wurde seitens IER eine geeignete Konfiguration für E2M2 identifiziert, welche die interdependenten Wechselwirkungen zwischen Elektrizitätsnachfrage, fluktuierender Energieerzeuger und Flexibilitätsoptionen mit einer zeitlichen hohen Auflösung sowie einem hohen Detaillierungsgrad abbilden kann. Diese Konfiguration besteht aus einem mehrstufigen Modellierungsansatz, wobei die Aggregation der An-

lagen und die zeitliche Auflösung über hierarchische Rechenläufe variieren können, um die Rechenzeit ohne Verzicht auf die Qualität der Ergebnisse (oder nur in geringem Umfang) zu reduzieren.

Das mehrstufige Simulationsablaufscheema, das in Abbildung 4.5 veranschaulicht ist, besteht aus drei sukzessiven Teilloptimierungen, die nachfolgend detaillierter dargelegt werden.

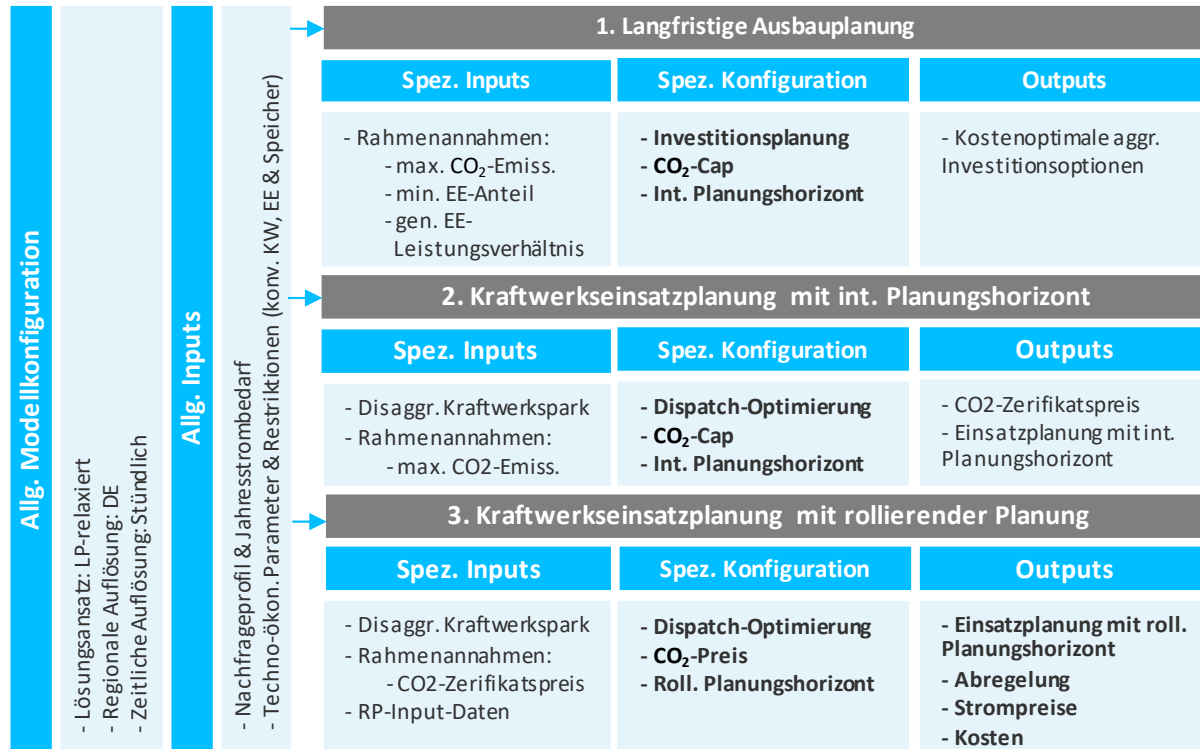


Abbildung 4.5: Mehrstufiges Simulationsablaufscheema in E2M2

4.2.1 Stufe 1: Langfristige Ausbauplanung

Beschreibung

Als erstes wird das zur Deckung des Strombedarfs theoretisch kostenoptimale Erzeugungs- und Flexibilitätsportfolio durch eine Greenfield-Rechnung, d. h. ohne bestehende Kapazitäten, ermittelt. Die Investitionsentscheidung erfolgt durch die Optimierung der zur Verfügung stehenden repräsentativen Zubauoptionen und unter Einhaltung regulatorischer Rahmenbedingungen. Diese repräsentieren die nationalen energiepolitischen Ziele wie z. B. eine Obergrenze für die CO₂-Emissionen. Die Zubauoptionen sind nach Primärenergieträgern, technischem Kraftwerkstyp und Turbinentyp, darunter Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie, Erdgas (GT und GuD), Speicher, Photovoltaik und Wind (On- und Offshore), aggregiert.

Modellkonfiguration und –inputs

Die Kraftwerkseinsatzplanung wird LP-relaxiert abgebildet und die kostenoptimalen Investitionsentscheidungen werden integral auf jährlicher Basis mit stündlicher Auflösung ermittelt. Deutschland wird als eine einheitliche Preiszone betrachtet. Das Nachfrageprofil

und der Jahresstrombedarf werden exogen dem Modell vorgegeben. Der Lösungsraum wird sowohl durch technische und ökonomische Restriktionen von konventionellen Kraftwerken, erneuerbaren Anlagen und Speichern begrenzt als auch von Rahmenannahmen eingeschränkt, die die maximal zulässigen CO₂-Emissionen oder den minimalen Anteil erneuerbarer Energien an Gesamtstromerzeugung definieren. Außerdem werden der Speicherfüllstand am Anfang des Planungshorizonts sowie das Verhältnis zwischen Speicherleistung und -kapazität (engl. ‚Energie-to-Power‘ – E2P)¹² und ein generisches Leistungsverhältnis zwischen den erneuerbaren Energien (PV und Wind On- und Offshore) im Voraus festgelegt. Der gesamtwirtschaftliche Rahmen wird durch zusätzliche Annahmen über einen Zinssatz zur Berechnung der Investitionsannuitäten und über Energieträgerpreisen vervollständigt.

Innerhalb dieses Projektes wird zur Durchführung des Harmonisierungsvorgangs (siehe Abschnitte 5.4 und 6) in einigen Optimierungsläufen die Anzahl an investierbaren Speichern auf eins beschränkt. Hierzu wird zuerst eine erste langfristige Ausbauplanung ohne eine limitierte Speicheranzahl ermittelt, d. h. die investierten Speicher können ein Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) von 2, 4, 6 oder 8 aufweisen. Nachdem das E2P-Verhältnis des dominanten Speichers aus diesem Lauf identifiziert wurde, wird die Bestimmung der langfristigen Ausbauplanung in E2M2 jedoch unter Begrenzung der verfügbaren Investitionsoptionen hinsichtlich der Speicher auf das vorberechnete dominante E2P-Verhältnis wiederholt und die aus dieser Rechnung resultierenden zugebauten Kapazitäten werden anschließend der Stufe 2 übergeben.

Ergebnisse

Als Ergebnisse können die kostenoptimalen aggregierten Investitionsoptionen ermittelt werden, die der Stufe 2 übergeben werden. Duale Variablen, wie die marginalen Kosten der Grenzkraftwerke, werden in dieser ersten Stufe aufgrund der Berücksichtigung von Investitions- und Fixkosten in der Zielfunktion nicht interpretiert. Eine detaillierte Beschreibung der Zielfunktion befindet sich in Abschnitt 4.1.1.

4.2.2 Stufe 2: Kraftwerkseinsatzplanung mit integralem Planungshorizont

Beschreibung

Die Stufe 2 besteht aus zwei Teilen. Erstens werden die in Stufe 1 ermittelten aggregierten konventionellen Kraftwerke in 200 MW-Blöcke disaggregiert, um die modelltechnische Vergleichbarkeit mit AMIRIS zu wahren. Im Gegensatz zur Stufe 1, wo der Wirkungsgrad jeder Zubauoption dem mittleren Wert zwischen einem im Voraus definierten Minimum und Maximum entspricht, werden in Stufe 2 für jede Technologie die Wirkungsgrade der 200 MW-Blöcke innerhalb dieses vordefinierten Bereichs linear interpoliert. Auf diese Weise kann

¹² Die investierbaren Speicheroptionen können ein Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) von 2, 4, 6 oder 8 besitzen.

eine adäquatere Abbildung der konventionellen Kraftwerke erreicht werden, da nun jede Technologie nicht mehr durch einen einzigen Block mit einem Wirkungsgrad, sondern durch mehrere kleinere Blöcke mit unterschiedlichen Wirkungsgraden und somit marginalen Kosten abgebildet ist.

Zweitens wird die Einsatzplanung der in Stufe 1 investierten Kapazitäten in disaggregierter Form optimiert.

Modellkonfiguration und -inputs

Die Kraftwerkseinsatzplanung wird LP-relaxiert abgebildet. Die Optimierung erfolgt stündlich mit einem Planungshorizont von einem Jahr und ausschließlich unter der Berücksichtigung Deutschlands als eine einheitliche Preiszone. Es besteht nicht mehr die Möglichkeit, in zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zu investieren. Die Restriktionen, die den minimalen Anteil erneuerbarer Energien an Gesamtstromerzeugung oder das Leistungsverhältnis zwischen den erneuerbaren Energien festlegen, wurden in dieser Stufe deaktiviert. Die restlichen Inputdaten und Restriktionen im Modell sind die gleichen wie in Stufe 1.

Ergebnisse

Der aus dieser Stufe resultierende disaggregierte Kraftwerkspark und CO₂-Zertifikatspreis werden an AMIRIS übergeben. Der CO₂-Zertifikatspreis wird durch die Lösung des dualen Problems ermittelt. In Stufe 3 wird aufgrund der rollierenden Planung und der Vergleichbarkeit mit AMIRIS keine CO₂-Obergrenze definiert, sondern der Zertifikatspreis dieser Emissionen verwendet. Zusätzlich kann die Einsatzplanung mit integralem Planungshorizont in dieser Stufe ermittelt werden, um die durch die Disaggregation und den eingeschränkten Planungshorizont hervorgerufenen Ergebnisabweichung quantifizieren zu können.

4.2.3 Stufe 3: Kraftwerkseinsatzplanung mit eingeschränktem Planungshorizont

Beschreibung

Ziel dieser Stufe ist die Ermittlung der Kraftwerkseinsatzplanung in E2M2 und AMIRIS mit gleichen Modelleinstellungen und -konfigurationen, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleisten zu können.

Durch die rollierende Planung wird das Optimierungsproblem in kleinere Teilprobleme unterteilt, die einen kürzeren Planungshorizont aufweisen und sich zeitlich überlappen. Die Ergebnisse jeder Optimierung, die sich außerhalb des Überlappungszeitraums befinden, werden fixiert und als Parameter der nachfolgenden Optimierung übergeben. Der rollierende Ansatz kann die Rechenzeit der Optimierung komplexer Systeme reduzieren. Eine detaillierte Beschreibung dieser Methode befindet sich in (Marquant et al. 2015).

Modellkonfiguration und -inputs

Die Kraftwerkseinsatzplanung wird LP-relaxiert abgebildet und stündlich mit einem Planungshorizont von einer Woche (168 h) und einer Planlänge von einem Tag (24 h) rollierend optimiert. Für Deutschland wird eine einheitliche Preiszone berücksichtigt. Die konventionellen Kraftwerke werden blockscharf abgebildet. Für die CO₂-Emissionen wird ein Preis exogen vorgegeben, der in Stufe 2 berechnet wurde. Die restlichen Inputdaten und Restriktionen im Modell sind die gleichen wie in Stufe 2.

Ergebnisse

Die aus der Stufe 3 resultierenden Ergebnisse sind methodisch vergleichbar mit denen von AMIRIS. Dies sind die Kraftwerkseinsatzplanung mit eingeschränktem Planungshorizont, der Speichereinsatz, die Abregelung erneuerbarer Energien, die Strompreise oder die variablen Kosten. Die Auswertung der Vergleichsläufe von E2M2 und AMIRIS wird in Abschnitt 5.1.1 genauer erläutert.

4.3 Simulation der Strategien für Marktakteure in AMIRIS (DLR)

Im Rahmen des ERAFlex-Projektes wurden für die Agenten in AMIRIS neue Strategien entwickelt, welche das Verhalten der für die späteren Simulationen relevanten Marktakteure abbilden. Die Arbeiten umfassen die Strompreisbildung an der Börse, die Gebotslegung der EE-Anlagenbetreiber, das Betriebsverhalten für Biogasanlagen und die Entwicklung verschiedener Betriebsstrategien für Stromspeicher. Alle Arbeiten sind in den nachfolgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

4.3.1 Strompreisbildung

Bis zu Beginn des Projektes wurde in AMIRIS keine explizite Modellierung der Nachfrage- und Angebotsgebote an der Strombörse vorgenommen. Stattdessen wurde zur Preisbildung die residuale Last, also die Differenz aus der tatsächlichen Last zur gegebenen Stunde und dem Stromproduktionsangebot aus erneuerbaren Quellen bestimmt. Das Konzept der residualen Last ergibt sich aus der Annahme, dass marginale Stromproduktionskosten für erneuerbare Energieträger unterhalb derer für konventionelle Produktionstechnologien liegen, und daher an der Strombörse stets „zuerst“ bezuschlagt werden. Der Strompreis wurde dann aus dem Schnitt der residualen Last mit den konventionellen Produktionskapazitäten ermittelt (siehe Abbildung 4.6). Im Falle negativer residualer Lasten wurden die Strompreise mit einer Treppenfunktion zu negativen Preisen fortgeführt. Die erneuerbaren Stromerzeuger nahmen in diesen Fällen selbsttätig eine Abregelung vor.

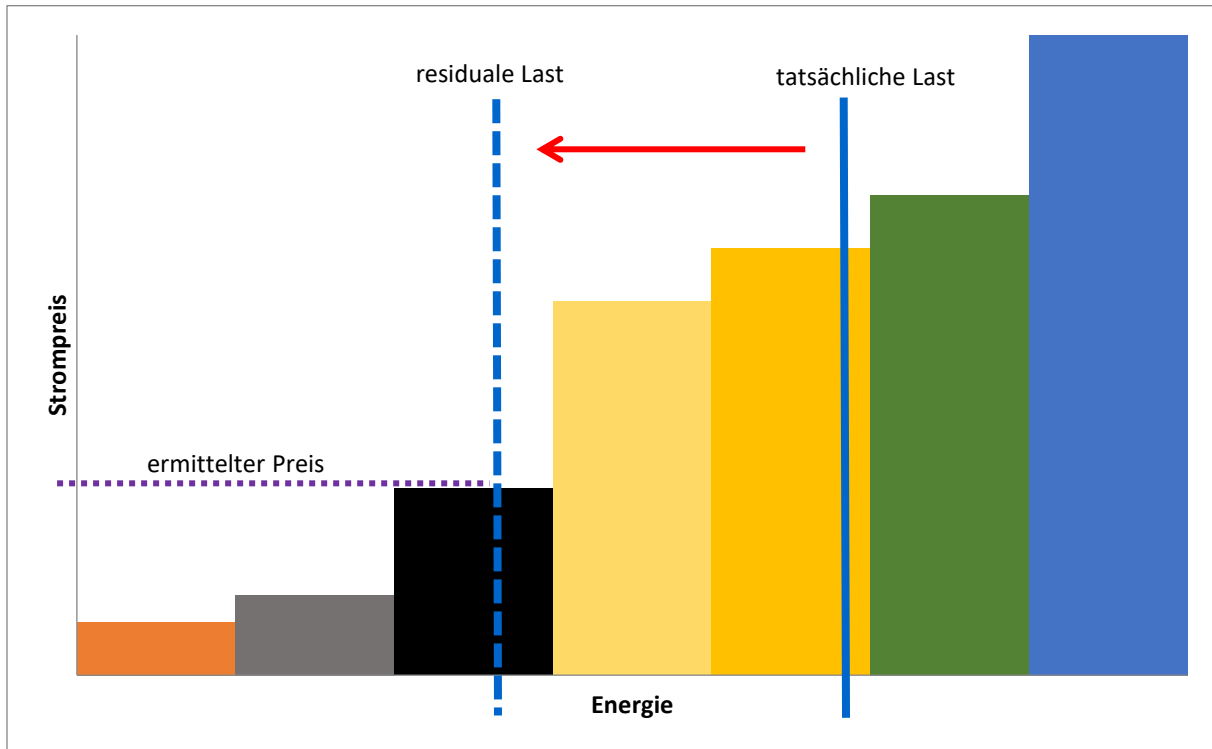


Abbildung 4.6: Schematische Darstellung der Strompreisfindung in AMIRIS zu Beginn von ERAFlex; farbige Blöcke symbolisieren Gebotsblöcke verschiedener konventioneller Kraftwerkstechnologien

Im Projektverlauf stellte sich heraus, dass dieser Modelaufbau nicht mehr ausreichend war und insbesondere eine teilweise Abregelung von erneuerbaren Kapazitäten nicht genau genug vorgenommen werden konnte. Diese Defizite von AMIRIS traten bei der Harmonisierung der Modelle (siehe Abschnitt 5) zu Tage. Aufgrund der Bedeutung der Abregelung als Flexibilitätsoption wurde daher eine wirklichkeitsnähere Gebotslegung in AMIRIS implementiert.

In der in ERAFlex entwickelten Form der Gebotslegung für AMIRIS senden alle Stromproduzenten, auch die Erneuerbaren, ihre Produktionsmengen und marginale Produktionskosten an zugeordnete Stromhändler. Diese addieren bzw. subtrahieren von den Kosten zusätzliche ‚Mark-ups‘ bzw. ‚Mark-downs‘ und berechnen so die Gebotspreise. Die Gebotstupel (Menge & Preis) senden die Händler dann an die modellinterne Strombörse. Gleiches gilt für die Stromnachfrager, die ihre Gebote ebenfalls an die Strombörse übermitteln. Der Markträumungsalgorithmus der Börse nimmt alle Gebote entgegen und sortiert diese auf- bzw. absteigend nach Preis für Angebot bzw. Nachfrage. Sodann werden alle Angebots- und Nachfragegebote bezuschlagt, bei denen bei gleicher zugeordneter kumulierter Energie der Nachfragepreis größer oder gleich dem Angebotspreis ist (siehe Abbildung 4.7). Für alle bezuschlagten Gebote gilt der Preis des günstigsten noch bezuschlagten Nachfragegebots. Am Schnittpunkt der Nachfrage- und Angebotskurven können Gebote auch nur teilweise bezuschlagt werden. Gibt es mehrere preisgleiche preissetzende Gebote mit teilweiser Bezuschlagung, so werden alle Gebote zu gleichen relativen Anteilen der gebotenen Menge bezuschlagt.

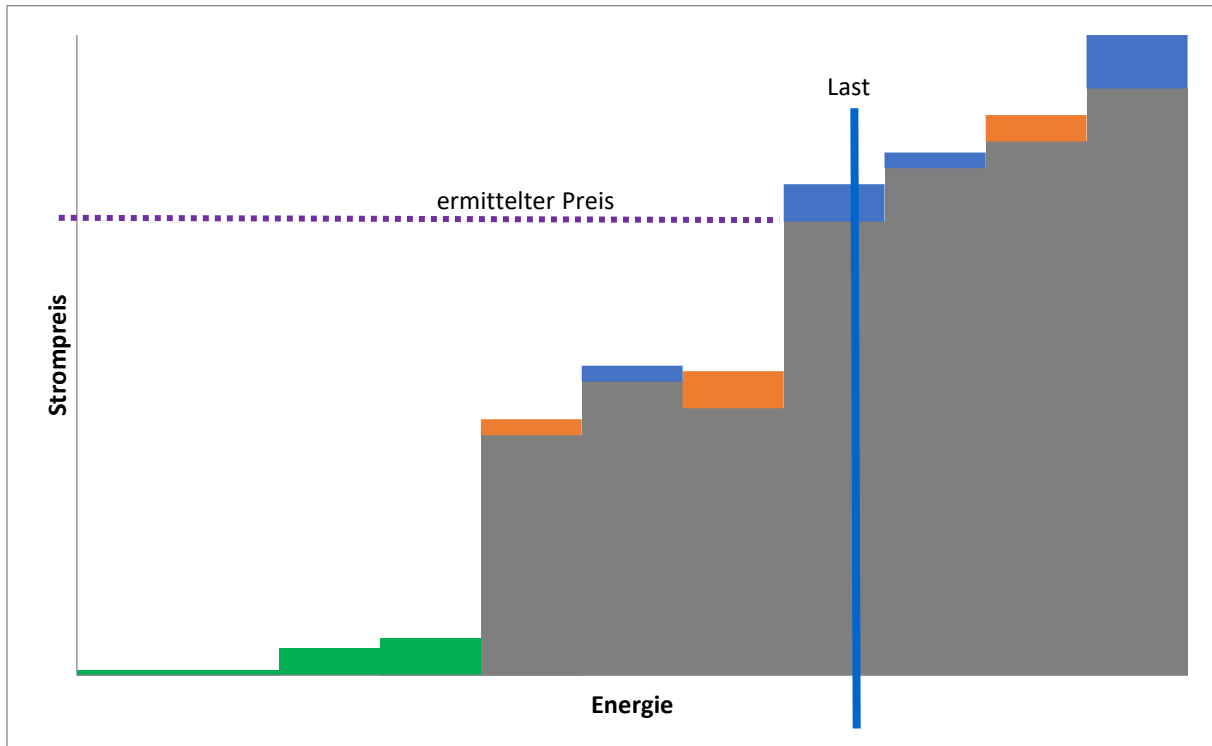


Abbildung 4.7: Schematische Darstellung der implementierten Merit-Order in AMIRIS; Gebote erneuerbarer Stromerzeuger in grün; ‚Mark-ups‘ bzw. ‚Mark-downs‘ für Gebotsblöcke konventioneller Erzeugungstechnologien in orange bzw. blau; zugehörige marginale Produktionskosten in grau

Die veränderte Form der Gebotslegung und Preisberechnung in AMIRIS ermöglicht nun die (marktgetriebene) teilweise Abregelung erneuerbarer Stromproduzenten in korrekter Weise. Zudem kann eine „Durchmischung“ der Merit-Order durch konventionelle Technologien mit niedrigen marginalen Kosten (wie z. B. Kernkraftwerke) und erneuerbaren Technologien mit höheren marginalen Kosten (wie z. B. offshore Windkraftwerke) korrekt abgebildet werden. Lesen Sie im nachfolgenden Abschnitt über die Implikationen dieser Strompreisbildung für die Gebotslegung der erneuerbaren Technologien.

4.3.2 Gebotslegung erneuerbarer Technologien

Durch die Änderung der Strompreisberechnung ist es in AMIRIS nun möglich, ‚Mark-downs‘ für Gebote erneuerbarer Stromerzeuger in Abhängigkeit des jeweils gültigen Förderinstruments zu berücksichtigen. So kann beispielsweise eine Einspeisegarantie für Anlagen im Vergütungsmechanismus „Einspeisevergütung“ dadurch erreicht werden, dass die Strom vermarktenden Netzbetreiber Gebote mit kräftigen ‚Mark-downs‘ abgeben (z. B. zum Preis von -500 €/MWh). Auf diese Weise kann eine Bezuschlagung sichergestellt werden. Anlagenbetreiber, die über einen „Marktprämien“-Mechanismus vergütet werden, wählen in AMIRIS einen ‚Mark-down‘, der ihrer erwarteten Prämienvergütungshöhe entspricht. Der Gebotspreis entspricht dann den marginalen Betriebskosten abzüglich der erwarteten Vergütung. Durch diese Strategie wird erreicht, dass die Anlagenbetreiber selbst bei negativen Strompreisen noch einspeisen können, und selbst nach Abzug der Kosten für die Stromproduktion und Bezahlung der „Einspeisegebühr“ (negativer Strompreis) zumindest noch einen kleinen positiven Deckungsbeitrag erzielen können. Diese strategischen Überlegungen würden bei

einer Vergütung über eine „Kapazitätsprämie“ entfallen. In solchen Fällen bieten erneuerbare Anlagenbetreiber in AMIRIS mit ihren jeweiligen Grenzkosten, vergleichbar der Strategie für konventionelle Kraftwerke, die ebenfalls keine zusätzlichen Vergütungen erhalten.

4.3.3 Betriebsverhalten für Biogasanlagen

Flexible Biogasanlagen waren eine im Rahmen des Projektes eine zunächst naheliegende und daher näher zu untersuchende Flexibilitätsoption. Für diese Anlagen wurden zwei Einsatzstrategien näher beleuchtet – zum einen eine inflexible Dauerlaststrategie, die durchgehend eine konstante Einspeiseleistung bereitstellt. Dieser wurde eine flexibilisierte Tag-Nacht-Strategie entgegengesetzt, bei der von sieben Uhr abends bis sechs Uhr morgens eine um 50 % reduzierte Einspeiseleistung, und in den übrigen Tagesstunden eine um 50 % erhöhte Einspeiseleistung verwendet wird. Diese Strategie nutzt aus, dass die Strompreise nachts häufig niedriger sind als tagsüber. Eine exemplarische Darstellung dieser Einsatzstrategien für Biogasanlagen findet sich in Abbildung 4.8.

Die Anwendung der flexiblen Einsatzstrategie der Biogasanlage setzt neben zusätzlichen Speichersystemen für Biogas und ggf. Wärme auch eine insgesamt erhöhte maximale Einspeisekapazität voraus – ist also nicht nur mit einer geänderten Einsatzplanung verbunden, sondern auch mit Umrüstungsmaßnahmen. Beide Einsatzstrategien wurden sowohl in E2M2 als auch AMIRIS deckungsgleich implementiert.

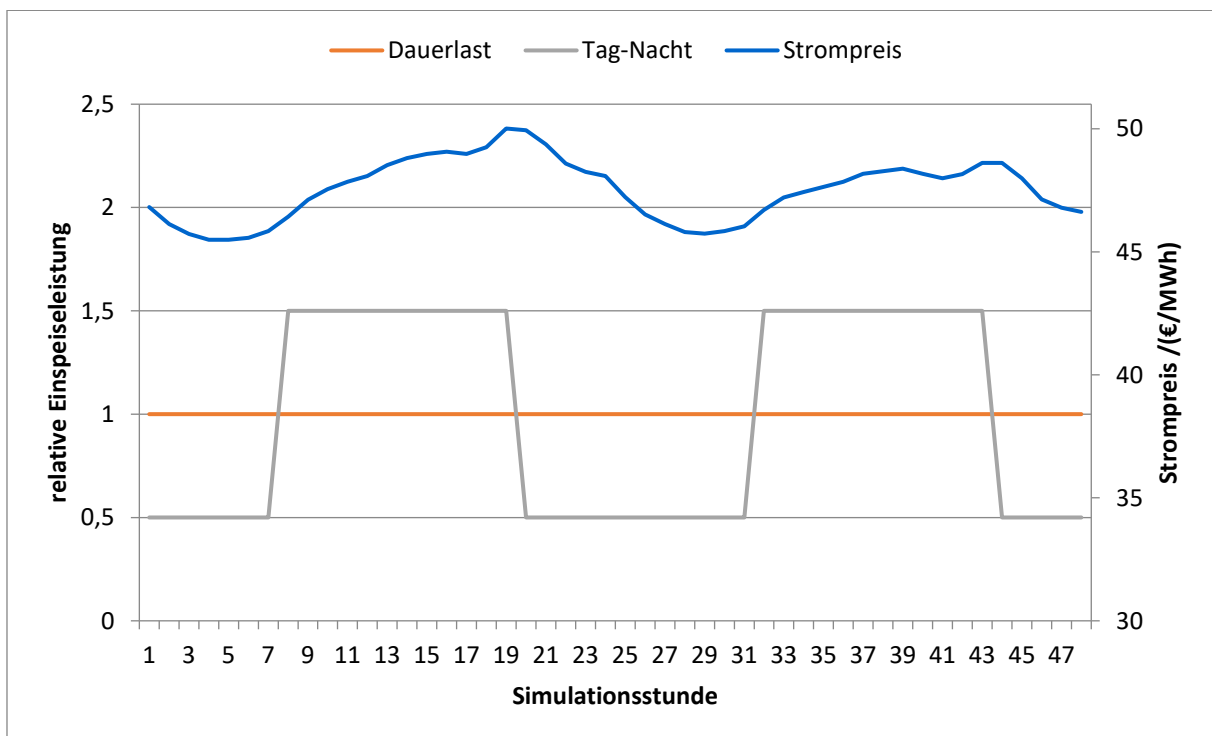


Abbildung 4.8: Betriebsstrategien „Dauerlast“ und „Tag-Nacht“ für Biogasanlagen mit Strompreisbeispiel

4.3.4 Entwicklung von Speicherbetriebsstrategien

Stromspeicher stellen eine der wichtigsten Flexibilitätsoption dar, weshalb die Modellkopplung bezüglich dieser Technologie besonders detailliert untersucht wurde. In ERAFlex wurden keine spezifischen Speichertechnologien (z. B. Li-Ionen-Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke) betrachtet, sondern Stromspeicher in einer generalisierten Form angenommen¹³. Die Speicher werden daher nur mittels der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade η_c und η_d , einer internen Speicherleistung sowie einer maximalen Speicherkapazität charakterisiert. Die Selbstentladung der Speicher wurde nicht betrachtet, da angenommen wurde, dass eine der durchschnittlichen Speicherdauer angemessene Technologie eingesetzt wird und die Selbstentladung damit so gering ist, dass sie keinen Einfluss auf die Betriebsstrategie hat.

Weiterhin wurde angenommen, dass die speichersysteminterne maximale Leistung für Ein- und Ausspeicherung gleich ist, die effektiven Leistungen für Laden und Entladen sich aber unterscheiden (siehe Abbildung 4.9): Um die intern gespeicherte Energie um den Betrag E_c^i zu erhöhen benötigt das System eine um die Ladeverluste erhöhte Energiemenge E_c^e . Beim Entladen hingegen wird bei einer aus dem Speicher entnommenen Energiemenge E_d^i nur eine um die Entladeverluste verringerte Energiemenge E_d^e an das System abgegeben.

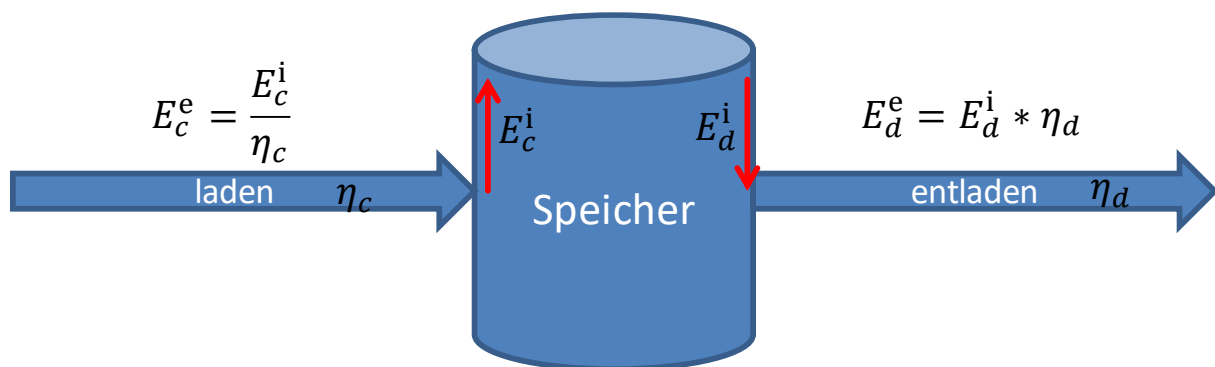


Abbildung 4.9: Schematische Abbildung der Energieflüsse eines generalisierten Speichers

Bei der Modellierung der Speichereinsatzstrategien wird in E2M2 zunächst eine perfekte Voraussicht der Speicher angenommen. In AMIRIS kann die perfekte Voraussicht nur im Falle eines einzelnen Speicheragenten gewährleistet werden, da bei mehreren dynamischen Speicheragenten eine Vorhersage des Verhaltens der jeweils anderen Speicheragenten nicht mehr gegeben ist. Im Gegenzug können in AMIRIS auch gezielt fehlerhafte Voraussagen z. B. über den zukünftigen Strompreis verwendet werden, um sich den eingeschränkten Informationen der Realität anzunähern. Im Rahmen der Modellkopplung wurde vereinbart, eine rollierende Voraussicht zu verwenden (siehe Abbildung 4.10).

¹³ Entscheidend ist allein, dass die eingesetzten Speicher eigenständig an der Strombörse Gebote abgeben und nicht mit einem Direktvermarkter verbunden sind, um andere Portfolio- oder Systemdienstleistungen zu übernehmen

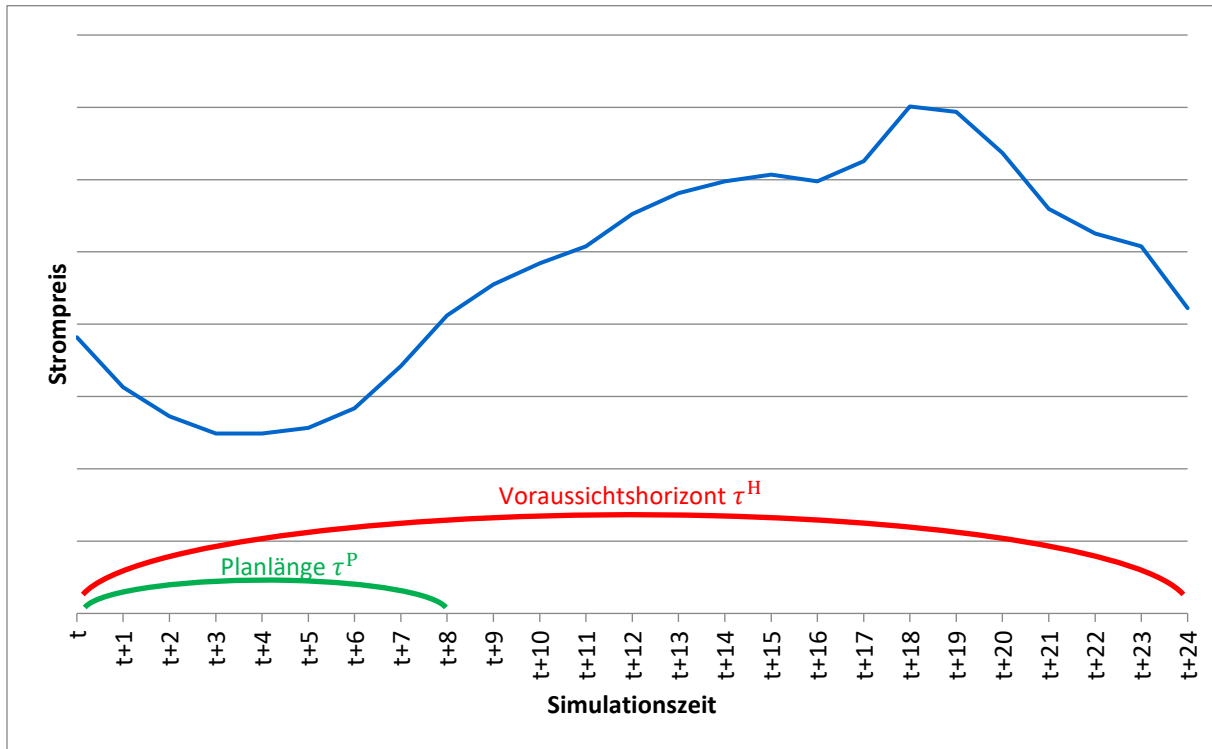


Abbildung 4.10: Schematische Darstellung der Voraussichts- und Planungslänge der Speicher, beispielhaft Bezug nehmend auf den zu erwartenden Strompreis; Je nach Einsatzstrategie können auch andere Bezüge relevant sein

Hierbei wird für die Speichereinsatzplanung die gesamte Information der aktuellen Stunde t bis zur Stunde $t + \tau^H$ (Voraussichtshorizont) verwendet. Die Einsatzplanung selbst erfolgt allerdings nur bis zur Stunde $t + \tau^P$ (Planlänge). Nach Ablauf des Einsatzplanes wird ein neuer Plan mit bereits erweiterter Voraussicht erstellt.

Der Speicherbetrieb erfolgt in E2M2 grundsätzlich so, dass die Systemkosten im Voraussichtsintervall minimiert werden. In AMIRIS besteht die Möglichkeit zum Einsatz verschiedener Speicherbetriebsstrategien:

- A) Die „systemkostenminimierende“ Strategie liefert vergleichbare Ergebnisse zu denen aus E2M2. Bei dieser Variante wird die Summe der marginalen Kosten der bezuschlagten Angebotsblöcke über das Voraussichtsintervall minimiert. Die konkrete Strategie wird mittels dynamischer Programmierung berechnet.
- B) Die „profitmaximierende“ Strategie maximiert die Gewinne des Speicherbetreibers im Voraussichtsintervall. Hierbei berücksichtigt der auf dynamischer Programmierung basierende Algorithmus insbesondere die preisverändernde Rückwirkung der Speichergebote auf die Merit-Order an der Börse. Da Interaktionen zwischen Speicherbetreibern die perfekte Voraussicht, die für die Optimierung der Strategien A) und B) notwendig ist, stören würden, können beiden Strategien mit nur jeweils einem Speicheragenten, der alle Speicherleistung auf sich vereint, in AMIRIS verwendet werden.
- C) Um die Restriktion auf nur einen Speicherbetreiber sowie die perfekte Voraussicht zu überwinden, wurde die „fehlertolerante“ Strategie entwickelt. Diese basiert auf einer möglicherweise fehlerbehafteten Vorhersage für die Strompreise im Voraussichts-

tervall und verwendet keine dynamische Programmierung, sondern eine heuristische Einsatzplanung. Die Planungsmethode berechnet hierzu zunächst den Median der Preise im Voraussichtsintervall. Anschließend wird aus den Speicherwirkungsgraden eine Sicherheitsmarge bestimmt. Durch diese Sicherheitsmarge wird ausgeschlossen, dass der Speicher zu Zeitpunkten geringer Preisschwankung eingesetzt wird und die Speicherverluste größer sind als ein möglicher Profit. Die Lade- bzw. Entladeleistung wird dann so gewählt, dass diese zu jedem Zeitpunkt proportional zur Differenz aus vorhergesagtem Preis und durch die Sicherheitsmarge modifiziertem Preismedian ist (siehe Abbildung 4.11). Auf diese Weise ist die Strategie C) robust gegenüber Unsicherheiten in der Preisvorhersage, sei es durch den Einfluss konkurrierender Speicherbetreiber auf die Preise, oder durch einen gewollt fehlerbehafteten Vorhersagealgorithmus.

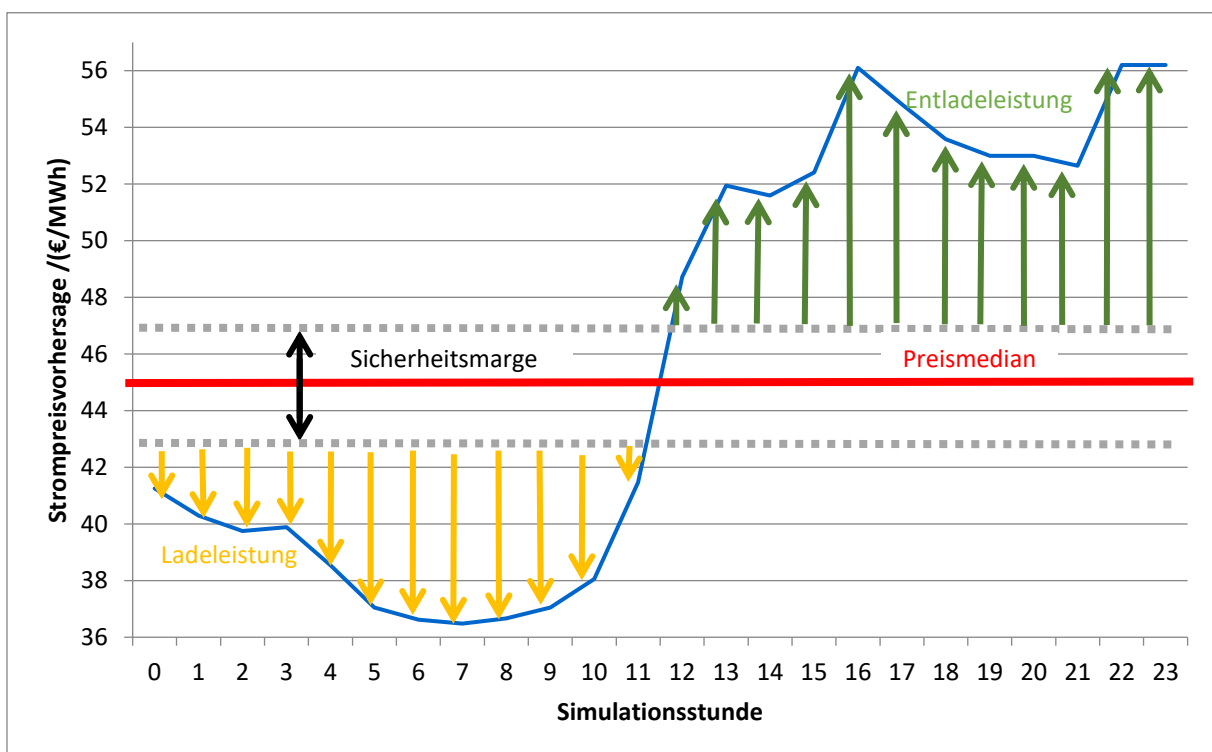


Abbildung 4.11: Schematische Darstellung der Lade- und Entladeleistungen bei der heuristischen Speichereinsatzstrategie

4.3.5 Strompreisprognose

Die Modellierung realitätsnaher Berücksichtigung von Preisrisiken ist essentiell für die Abschätzung des Efficiency-Gaps. Anhand Abbildung 4.12 wird dies besonders deutlich: In blau ist darin zunächst der tatsächliche ‚Day-Ahead‘ Börsenstrompreis an drei Tagen im Januar 2017 zu sehen, zusammen mit einer käuflich erworbenen Strompreisprognose durch ein Prognoseinstitut (in orange). Diese Prognose unterscheidet sich stark von einer einfachen Verfälschung des Strompreises mittels eines normalverteilten Fehlers (grau). Der nur durch eine Zufallszahl veränderte Preis weist wesentlich mehr (52) Maxima und Minima auf, als der tatsächliche Preisverlauf (21) oder die professionelle Prognose (32). Würde eine Preisvorher-

sage mit normalverteiltem Fehler an einen Flexibilitätsagenten wie beispielsweise einen Speicheragenten gegeben, würde dieser wesentlich häufiger eingesetzt, als bei einem realistischen Preis, da es signifikant mehr Strompreisextrema zu glätten gälte. Des Weiteren lässt sich in Abbildung 4.12 erkennen, dass professionelle Preisprognosen weitere Charakteristika aufweisen, wie beispielsweise Abhängigkeiten von der Tageszeit, oder mittel- bis längerfristige Abweichungen der Prognosen von den tatsächlichen Preisen. Um das Informationsdefizit bzgl. der künftigen Preise (Preisrisiko) von Flexibilitätsagenten daher möglichst realitätsgetreu abbilden zu können, und damit den Efficiency-Gap möglichst präzise beschreiben zu können, wurde Daten über Preisprognosen erworben und detailliert ausgewertet. Zudem wurde ein Modul in AMIRIS implementiert, das Preisprognosen erstellt, und die identifizierten Merkmale der professionellen Vorhersage reproduziert.

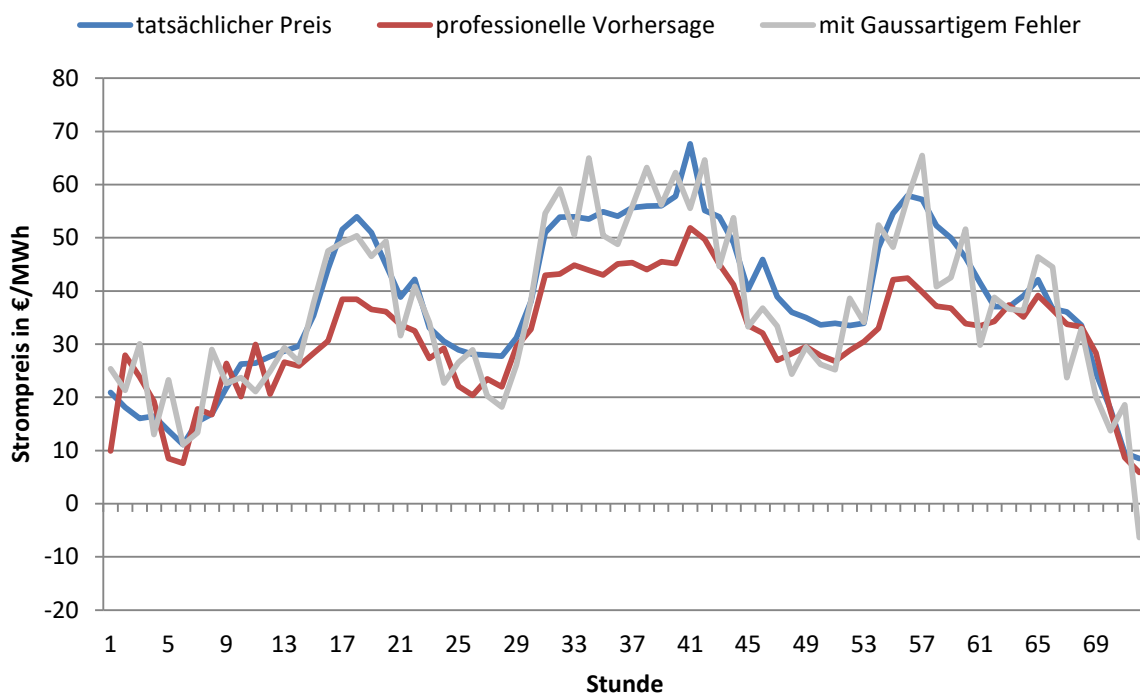


Abbildung 4.12: Beispielhafte Darstellung des tatsächlichen Börsenstrompreises im Januar 2017 (blau), einer zugehörigen professionellen Preisprognose (orange) und einer Addition eines normalverteilten Fehlers auf den tatsächlichen Börsenpreis (grau)

Für die Modellierung der Berücksichtigung von Preisrisiken wurde zunächst ein theoretisches Modell aufgestellt, das die Fehler beschreibt. Das Modell berücksichtigt dabei zwei wesentliche Unbekannte bei der Preisprognose: die prognostizierte residuale Last (Nachfrage), sowie die Gebote der Kraftwerksbetreiber (Angebot). Bei der Prognose der residualen Last gilt es den Strombedarf sowie die Einspeisung erneuerbarer Energien abzuschätzen. Dabei sind die Prognoseunsicherheiten von der Tageszeit abhängig, da insbesondere in den ersten Tagesstunden keine Unsicherheit bezüglich der PV-Einspeisung besteht und auch der Strombedarf weniger variiert. Dementsprechend sind die mittleren betragsmäßigen Strompreisvorhersageunsicherheiten tageszeitlich stark mit den Unsicherheiten der EE-Einspeisung und Lastvorhersage korreliert, wie in Abbildung 4.13 deutlich wird. Der Einfluss der zweiten Kompo-

nente der Preisvorhersage, namentlich der Gebotsstruktur der Angebotsseite auf die Unsicherheit der Vorhersage kann in

Abbildung 4.14 gesehen werden. Dort ist der Preisvorhersagefehler über dem tatsächlichen Preis in den Jahren 2017 und 2018 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass bei tatsächlich hohen Börsenpreisen, die Vorhersage oft deutlich tiefer liegt, während bei tatsächlich negativen Preisen die Vorhersage oft darüber verbleibt. Das angepasste Polynom entspricht daher einer Stauchung der tatsächlichen Preise durch die Vorhersage. Die betragsmäßig hohen Unsicherheiten bei hohen bzw. niedrigen Börsenpreisen lassen sich gut durch die Preisstruktur der Angebotsseite erklären, da die Merit-Order typischerweise bei mittleren Preisen (etwa zwischen 20 €/MWh – 60 €/MWh) eine schwächere Abhängigkeit zwischen Preis und Last aufweist (also flacher verläuft), als dies bei niedrigeren oder höheren Preisen der Fall ist, bei denen der Verlauf der Merit-Order steiler ist.

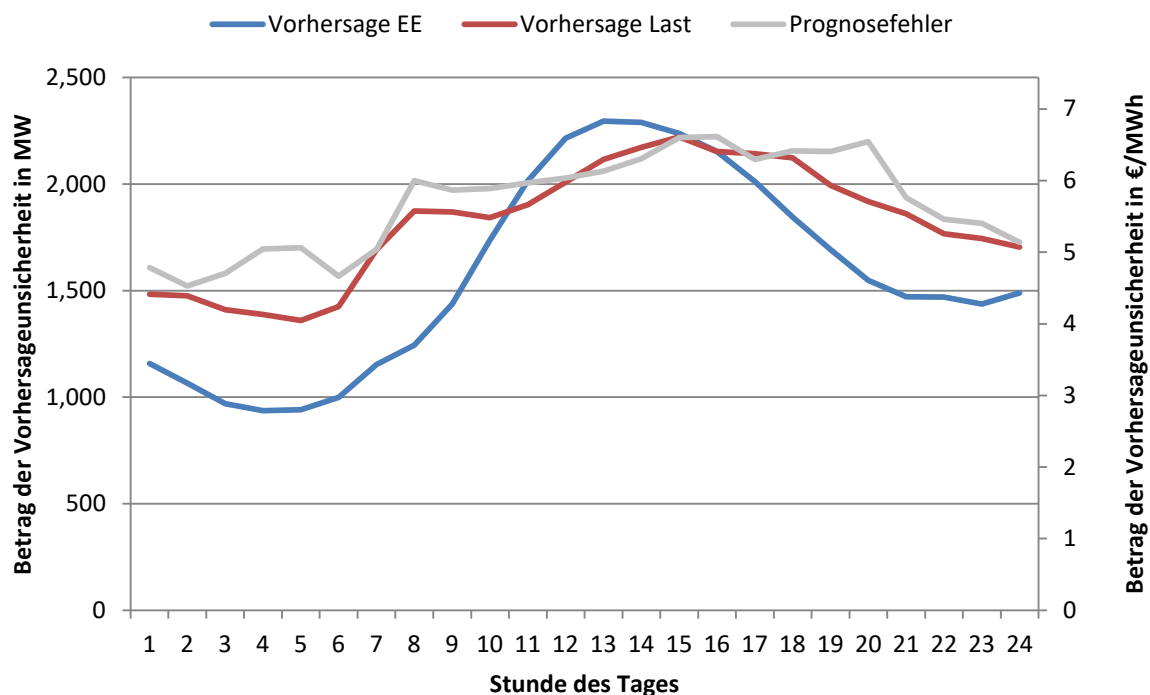


Abbildung 4.13: Mittlere betragsmäßige Vorhersageunsicherheiten für Strompreise, EE-Einspeisung und Last (Quelle: ENTSO-E) in 2017 und 2018 nach Tageszeit

Korrigiert man die Preisvorhersagefehler um diese darin enthaltene Stauchung, und normiert im Anschluss die Unsicherheiten nach ihren tageszeitlichen Mittelwerten, lassen sich über alle Datenpunkte vergleichbare Fehlermaße erstellen, unabhängig von Nachfrage- und Angebotsunsicherheiten. Um algorithmische Besonderheiten der erworbenen Preisvorhersagedaten aus der Modellierung zu entfernen wurden die Daten zusätzlich um langzeitliche Veränderungen der Zeitreihe bereinigt, sowie die Autokorrelation der Datenpunkte mittels Differentiation entfernt.

Abbildung 4.15 zeigt die Häufigkeit der Werte der so aufbereiteten, differenzierten Vorhersagefehler und den hervorragend passenden exponentiellen Fit. Mittels der so bestimmten Daten lassen sich nun gezielt Vorhersagefehler in AMIRIS erzeugen, um eine ansonsten per-

fechte Voraussage gezielt zu verschlechtern und auf diese Weise Agenten mit realitätsnahen Vorhersageunsicherheiten zu konfrontieren. Hierzu wird analog der gezeigten Verteilungsfunktion ein zufälliger Wert gezogen, zu vorherigen gezogenen Werten integriert und autokorreliert, um das tageszeitliche Fehlermittel skaliert und im letzten Schritt gemäß der angebotsseitigen Funktion gestaucht.

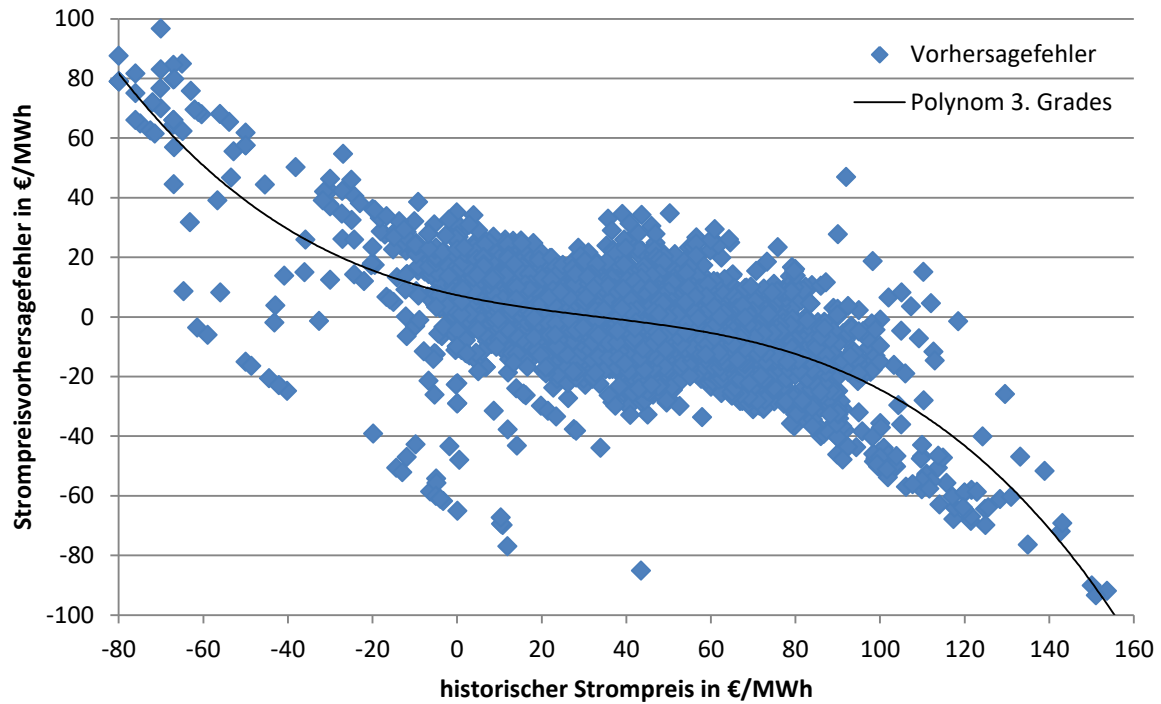


Abbildung 4.14: Strompreisvorhersagefehler für die Jahre 2017 & 2018 über historischem Strompreis mit daran angepasstem Polynom dritten Grades

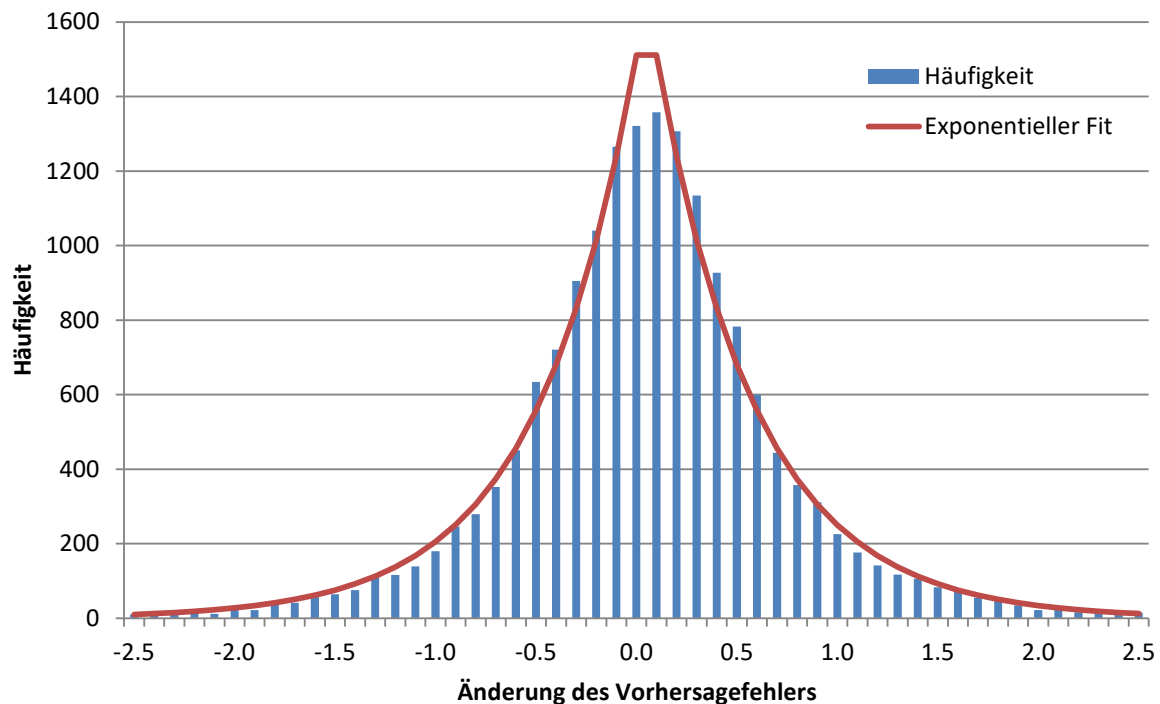


Abbildung 4.15: Häufigkeit des differenzierten Vorhersagefehlers und angepasste Exponentialkurve

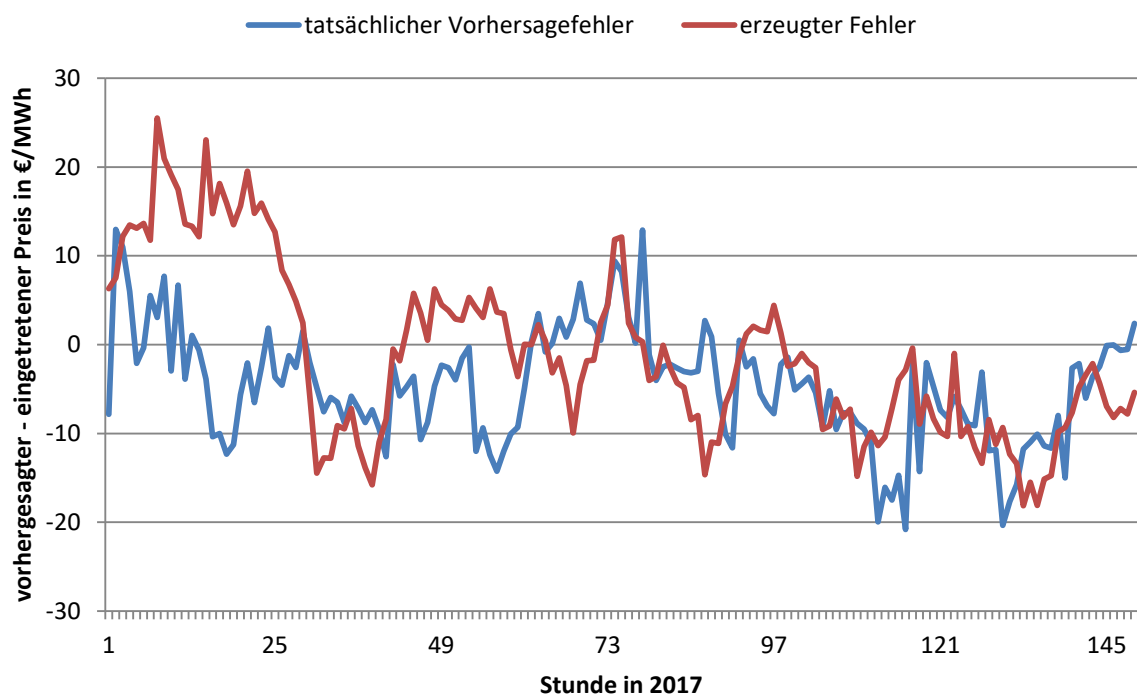


Abbildung 4.16: künstlich erzeugter Vorhersagefehler auf Basis der historischen Strompreise (orange) und tatsächliche Abweichung der Strompreisvorhersage im selben Zeitraum zu Beginn des Jahres 2017

Abbildung 4.16 zeigt den mittels des beschriebenen Verfahrens künstlich erzeugten Vorhersagefehler der Strompreisprognose auf Basis der historischen Strompreise der ersten Tage des Jahres 2017. Ebenfalls abgebildet ist die Abweichung der käuflich erworbenen Strom-

preisvorhersage von den historischen Strompreisen im selben Zeitraum. Die Abweichung der Kurven ist zu erwarten, da die künstlich erzeugten Fehler auf Basis von Zufallszahlen generiert wurden. Die Struktur beider Kurven ist jedoch vergleichbar. Insbesondere sind die statistischen Kennzahlen der tatsächlichen Preisvorhersagen und der künstlich erzeugten Abweichungen sehr ähnlich, siehe Tabelle 4.4. Mittels der gezeigten Methode lassen sich also zuverlässig Vorhersagefehler für Strompreise in AMIRIS emulieren und zur Darstellung des Efficiency-Gaps nutzen.

Prüfung	historischer Vorhersagefehler	Erzeugter Vorhersagefehler
Mittelwert	-1.13 €/MWh	0 €/MWh
Mittelwert der Beträge	6.12 €/MWh	6 €/MWh
Standardabweichung	9.66 €/MWh	9 €/MWh

Tabelle 4.4: Kennwerte der historischen und künstlich erzeugten Vorhersagefehlerzeitreihen; Angabe für die erzeugten Vorhersagefehler ohne Nachkommastellen aufgrund der Unsicherheit durch die zugrunde liegenden Zufallszahlen

5 Harmonisierung der Modelle

Auf Basis eines gemeinsamen Szenariorahmens und mit Hilfe der zielgerichteten Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und exogener Input-Parameter wird eine Harmonisierung der Modelle, d. h. die Angleichung der Ergebnisse in einer Basisvariante, angestrebt, um Abweichungen aufgrund von Differenzen in der Abbildung der Technologien und der Inputparameter auszuschließen. In Abschnitt 5.1 erfolgt die Beschreibung des eingesetzten Vorgehens zur Auswertung der Ergebnisse der Modellharmonisierung durch die Definition der ausgewerteten Vergleichskriterien sowie die Entwicklung eines Auswertetools zur Charakterisierung der auftretenden Unterschiede zwischen AMIRIS und E2M2. In den Abschnitten 5.2, 5.3 und 5.4 wird die Harmonisierung der betrachteten Flexibilitätsoptionen (konventionelle Kraftwerke, Biomasseanlagen, überregionaler Stromaustausch, Abregelung erneuerbarer Energien und Speichereinsatz) einzeln durchgeführt und ausführlich analysiert. Schließlich werden in Abschnitt 5.5 die aus dem Projekt ERAFlex gewonnenen Erkenntnisse für zukünftige Modellkopplungen tabellarisch zusammengefasst.

5.1 Vorgehen zur Auswertung der Ergebnisse der Modellharmonisierung (IER)

In diesem Abschnitt werden als Erstes die ausgewerteten Vergleichskriterien bei der Modellharmonisierung, die auch als Indikatoren des Efficiency-Gaps in Abschnitt 6 verwendet werden, definiert. Anschließend wird das entwickelte Auswertetool zur Charakterisierung der auftretenden Unterschiede zwischen AMIRIS und E2M2 ausführlich erklärt.

5.1.1 Vergleichskriterien der Modellharmonisierung

Die resultierenden Systemkosten in AMIRIS und E2M2 und somit die ermittelte Systemkostendifferenz zwischen beiden Modellen sind die aussagekräftigsten Indikatoren bei der Modellharmonisierung sowie der Identifizierung des sogenannten Efficiency-Gaps und werden daher als Hauptkriterium festgeschrieben. Der Efficiency-Gap ergibt sich aus der Differenz zwischen dem volkswirtschaftlich-systemoptimalen und dem akteursspezifisch betriebswirtschaftlichen Verhalten und wurde bereits in Abschnitt 1.1 beschrieben. Im Rahmen des Projekts ERAFlex beinhalten die Systemkosten nur die kurzfristigen Einsatzkosten der Kraftwerke und Anlagen, d. h. die Betriebs-, Wartungs-, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, und

nicht die Investitions-, Fix-, An- und Abfahr-, Rückbau- oder netzgebundene Kosten. In den Fällen, in denen in AMIRIS die Nachfrage nicht komplett gedeckt werden kann, wird die abgeworfene Last mit den Kosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks bewertet.

Unter Modellharmonisierung wird die Angleichung der Ergebnisse von E2M2 und AMIRIS verstanden. Der Harmonisierungsvorgang wird als erfolgreich abgeschlossen betrachtet, wenn die relative Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS vernachlässigbar ist. In harmonisierten Läufen können Unterschiede beim Speicherdispatch sowie bei der Abregelung erneuerbarer Energien und den Börsenstrompreisen auftreten, die jedoch zu gleichen Kosten führen. Diese Abweichungen werden als „kostenneutrale Unterschiede“ bezeichnet und sind in Abschnitt 5.1.2 detaillierter beschrieben. Strompreisabweichungen sind auch auf Unstetigkeitsstellen in der Merit-Order zurückzuführen (siehe Abschnitt 5.1.2).

Der Efficiency-Gap wird durch die kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS quantifiziert. Die Kostenabweichung zwischen beiden Modellen kann mit Hilfe weiterer Indikatoren, wie der Speicherleistung, der Abregelung erneuerbarer Energien oder den Börsenstrompreisen, begründet werden. Dafür werden die stündlichen Abweichungen dieser Indikatoren sowie die Jahressumme der abgeregelten und der eingespeicherten Energie, nach Abzug der bei der Beladung entstehenden Verluste (E_c^i ¹⁴ in Abbildung 4.9), in diesem Abschnitt und in Abschnitt 6 vorgelegt und detailliert analysiert.

Im Szenario mit einem 60 % Anteil erneuerbarer Energien sind die Speicherfüllstände in AMIRIS und E2M2 am Ende des betrachteten Zeitraums unterschiedlich, weswegen die Analyse des kompletten Planungshorizonts (8760 h) nicht sinnvoll erscheint. Der Betrachtungszeitraum endet hier am letzten Tag im Jahr, an dem die Speicher in beiden Modellen leer sind.

5.1.2 Entwicklung eines Auswertetools zur automatischen Identifizierung kostenneutraler Unterschiede

Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit der Ergebnisse beider Modelle wurde ein Auswertetool in Microsoft Access entwickelt, welches eine automatische Identifizierung kostenneutraler Unterschiede ermöglicht. Unter dem Begriff „kostenneutrale Unterschiede“ wird eine Dispatchabweichung über mehrere Zeitschritte in beiden Modellen mit gleichen resultierenden Systemkosten verstanden. Solche kostenneutralen Unterschiede sind darauf zurückzuführen, dass innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls die gleiche Energiemenge zu unterschiedlichen Zeitschritten aber mit gleichen Kosten gespeichert oder abgeregelt werden kann. Diese kostenneutralen Differenzen entstehen durch die methodische Zufälligkeit des gewählten linearen Lösungsverfahrens und sind somit nicht relevant für den Harmonisierungsprozess.

¹⁴ Da die Speicherfüllstände am Anfang und am Ende des Planungshorizonts gleich sind, ist die Jahressumme von E_c^i auch gleich der von E_d^i .

Trotzdem ist ihre Identifizierung von großer Bedeutung, um eine gezielte Auswertung der relevanten Abweichungen, die sich aus modelltechnischen Unterschieden ergeben, durchführen zu können. Das implementierte Auswertetool wurde daher ausschließlich während der Harmonisierung der Modelle und unter Berücksichtigung eines einzelnen Speichers angewendet.

Durch die Disaggregation der konventionellen Kraftwerke in 200 MW-Blöcke (siehe Abschnitt 4.2) entstehen zahlreiche Unstetigkeitsstellen in der Merit-Order, die unter Berücksichtigung von Speichern zu Schwierigkeiten in der Vergleichbarkeit der von AMIRIS und E2M2 ermittelten Strompreise führen können. Das entwickelte Auswertetool ermöglicht außerdem die Identifizierung der Zeitschritte, in denen solche Strompreise auftreten. Bei integriertem Speichereinsatz verschieben Speichereinheiten in entsprechenden Situationen die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Nachfrage bis zur vollständigen Ausnutzung eines 200 MW-Blocks. Der Solver im Optimierungsmodell E2M2 liefert als duale Variable der Gleichung zur Deckung der Nachfrage (siehe Abschnitt 4.1.1) einen Schattenpreis, der zwischen den Grenzkosten des letzten Kraftwerks vor der Unstetigkeitsstelle in der Merit-Order und denen des nächst teureren Kraftwerks liegt. Je größer die Differenz der Grenzkosten der Kraftwerke vor und nach der Unstetigkeitsstelle ist, desto größer sind die Unterschiede beim Strompreis zwischen E2M2 und AMIRIS.

Durch die Anwendung des Auswertetools kann jeder Zeitschritt innerhalb des Optimierungszeitraums zu drei unterschiedlichen Kategorien zugeordnet werden, die anschließend erläutert werden.

Kategorie 1: Keine Dispatchabweichung

In den Zeitschritten, die sich innerhalb dieser Kategorie befinden, sind die Speicherleistung sowie der Strompreis in beiden Modellen gleich.

Kategorie 2: Dispatchneutrale Abweichung

Innerhalb dieser Kategorie befinden sich die vorher erwähnten kostenneutralen Unterschiede. Durch Anwendung des Auswertetools hat sich herausgestellt, dass Unterschiede bei Strompreisen innerhalb dieser Kategorie auftreten können. Die daraus resultierende Kostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS ist jedoch in solchen Fällen vernachlässigbar.

Kategorie 3: Nicht-Dispatchneutrale Abweichung

Zu dieser Kategorie gehören die nicht-kostenneutrale Unterschiede, die durch verschiedene modelltechnische Ansätze in E2M2 und AMIRIS entstehen und damit im Einflussbereich des Modellierers stehen und somit relevant für die Modellharmonisierung sind.

Eine Übersicht aller Kategorien und ihre Kriterien ist in Tabelle 5.1 dargestellt.

		Für jeden Zeitschritt (t) einzeln		Für die Summe über mehrere Zeitschritte (t)	
		$Preis_{E2M2_t} - Preis_{AMIRIS_t}$	$P_{Sp_{E2M2_t}} - P_{Sp_{AMIRIS_t}}$	$\sum_t P_{Sp_{E2M2_t}} - \sum_t P_{Sp_{AMIRIS_t}}$	$\sum_t Kosten_{E2M2_t} - \sum_t Kosten_{AMIRIS_t}$
Kategorien	1	0	0	0	0
	2	0 oder $\neq 0$	$\neq 0$	0	0 oder ≈ 0
	3	0 oder $\neq 0$	$\neq 0$	$\neq 0$	$\neq 0$

Tabelle 5.1: Übersicht über die im Auswertetool definierten Kategorien und ihre Kriterien

5.2 Thermische Flexibilitätsoptionen

Im Folgenden erfolgt die Beschreibung des Vorgehens zur Harmonisierung von konventionellen Kraftwerken (Abschnitt 5.2.1), Biomasseanlagen (Abschnitt 5.2.2) und des überregionalen Stromaustauschs (Abschnitt 5.2.3).

5.2.1 Konventionelle Kraftwerke (IER)

Nach der Identifizierung disruenter modelltechnischer Ansätze in E2M2 und AMIRIS durch die Erstellung einer Vergleichsmatrix (siehe Abschnitt 4.1.3) und nach der Implementierung einer geeigneten Konfiguration von E2M2 in Form einer mehrstufigen Optimierung (siehe Abschnitt 4.2) wurde als Startpunkt des Harmonisierungsvorgangs ein Basismodell sowohl in E2M2 als in AMIRIS ohne Flexibilitätsoptionen abgebildet und modelltechnisch und ökonomisch einheitlich parametrisiert.

Zu den zwischen E2M2 und AMIRIS existierenden modelltechnischen Unterschieden, welche durch die mehrstufige Konfiguration abgeglichen werden konnten, zählen:

- die Bestimmung der zugebauten Kapazitäten in E2M2 durch eine LP-relaxierte Greenfield-Rechnung und die anschließende Übermittlung des berechneten Kraftwerksparks an AMIRIS,
- die Disaggregation dieses Kraftwerksparks in 200 MW-Blöcke und
- die Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung mit einem eingeschränkten Planungshorizont mittels eines rollierenden Ansatzes.

Die einheitlichen Parameter des Basis-Modells sind in Tabelle 5.2 aufgelistet. Es muss auch darauf hingewiesen werden, dass die Residuallast unter Annahme dieses Szenariorahmens immer positiv bleibt, damit ein Vergleich ohne Flexibilitätsoptionen realisierbar bleibt.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Thermische Kraftwerken	Nuklear	BKW	SKW	GuD	GT
Anzahl an 200 MW-Blöcke	45	112	158	90	45
Max. Wirkungsgrad (%)	33	45	46	61	39
Min. Wirkungsgrad (%)	25	30	35	50	30
CO ₂ -Faktoren (tCO ₂ -eq/MWh)	-	0,401	0,342	0,202	0,202
Brennstoffpreise (€/MWh)	3,37	4	13,55	21,21	21,21
Erneuerbare Energien	PV		Wind-Onshore	Wind-Offshore	
Installierte Leistung (MW)	51.607		54.256	3.283	
Rahmenannahmen					
Stromnachfrage (MWh)	489.070.066				
CO ₂ -Zertifikatspreis (€/t)	13,84				

Tabelle 5.2: Parameter des Basis-Modells

In Abbildung 5.1 sind die Abweichungen bei den resultierenden Börsenstrompreisen in E2M2 und AMIRIS dargestellt. Obgleich die Abweichungen der Strompreise bezogen auf den absolut auftretenden Strompreis im Bereich von maximal 0,5 % liegen und damit äußerst gering sind, wurden sie im Projekt weiter untersucht. Mit Ausnahme einer Stunde, in der die Abweichung etwa 0,2 €/MWh beträgt, treten ausschließlich kleine Abweichungen im Bereich von 0,01 €/MWh auf, die auf Rundungseffekte im numerischen Prozess zurückzuführen sind. Somit wurde eine nahezu vollständige Übereinstimmung der Ergebnisse erreicht und kann von der Gleichartigkeit des Kraftwerkseinsatzes beider Modelle ausgegangen werden. Die Harmonisierung der Modelle kann somit als gegeben angesehen werden.

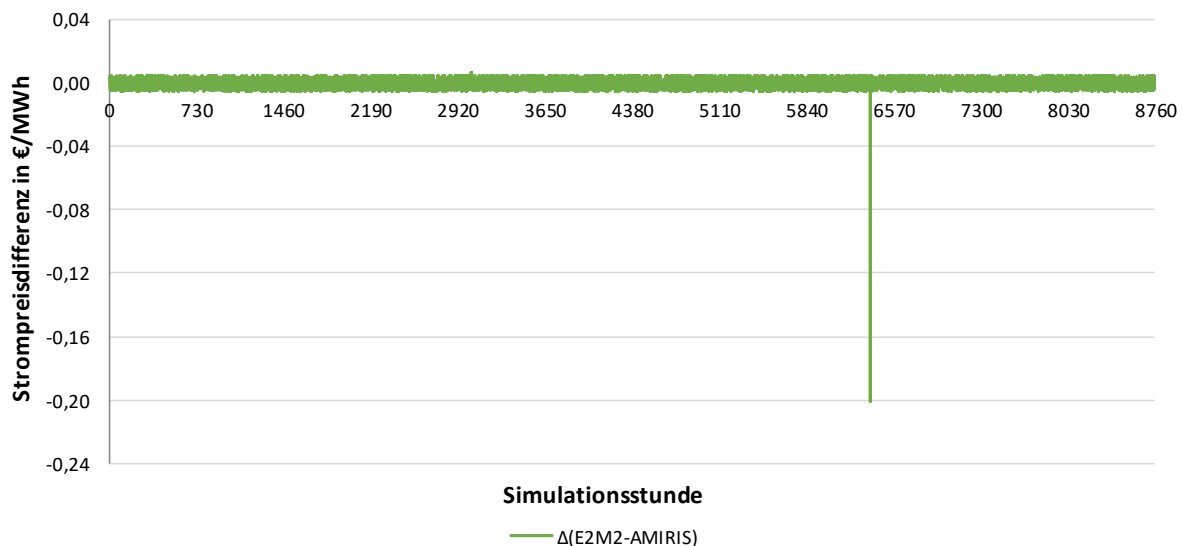


Abbildung 5.1: Auftretende Börsenpreisabweichungen zwischen E2M2 und AMIRIS bei der Harmonisierung des Basis-Modells

Die Ursache der größten Abweichung lässt sich mit Hilfe der Abbildung 5.2 erklären. Nach einer detaillierten Untersuchung der Ergebnisse wurde festgestellt, dass Rundungseffekte zu Abweichungen der Residuallasten beider Modelle in der Größenordnung einiger zehn Kilowatt führen können. Diese Leistungsdiskrepanzen zwischen AMIRIS und E2M2 erscheinen

zunächst vernachlässigbar klein. Wenn diese jedoch an einer Sprungstelle der Merit-Order (vertikale unstetige rote Linie in Abbildung 5.2) liegen, kann der resultierende Strompreisunterschied einen höheren Wert erreichen, in diesem Fall von etwa 0,2 €/MWh. Diese Sprungstelle in der Merit-Order ist eine Folge der Diskretisierung des Kraftwerksparks in 200 MW-Blöcke, die in Abschnitt 4.2 bereits erklärt und begründet wurde.

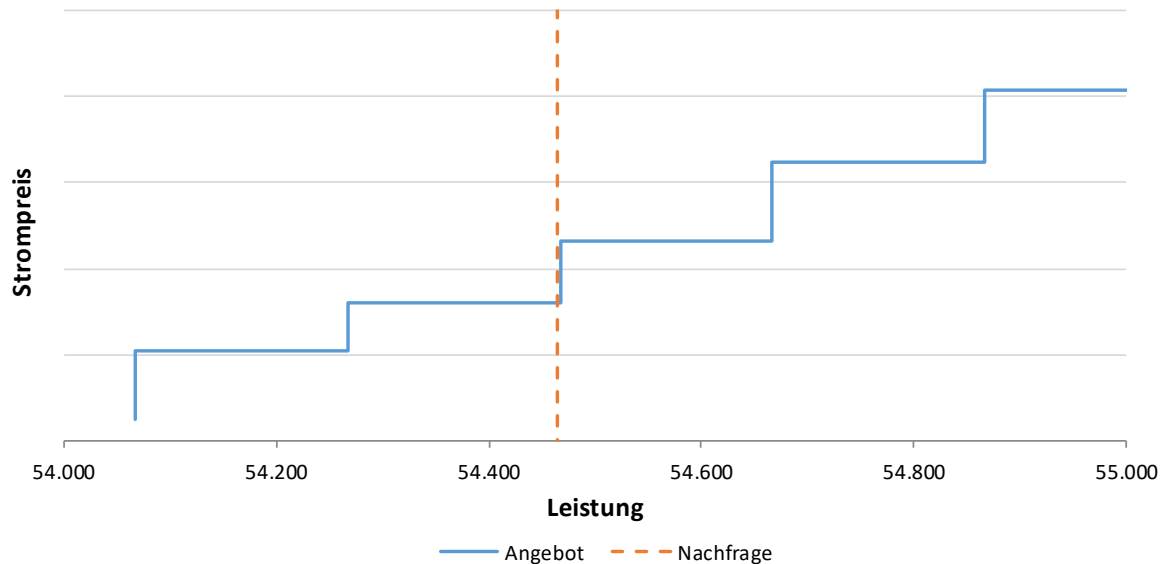


Abbildung 5.2: Ausschnitt der Merit-Order bei der Harmonisierung des Basis-Modells

Anschließend wird die Harmonisierung der Flexibilitätsoptionen (Biomassenanlagen, überregionaler Elektrizitätsaustausch, EE-Abregelung und Batteriespeicher) einzeln durchgeführt und ausführlich analysiert.

5.2.2 Biomasseanlagen (DLR)

Die Harmonisierung des Basismodells inklusive flexibler Biogasanlagen ging problemlos vonstatten. Nach Implementierung der verschiedenen Betriebsmodelle in AMIRIS und E2M2 (siehe Abschnitt 4.3.3) zeigte ein Vergleich der Börsenpreise aus AMIRIS mit den Grenzkosten aus E2M2 lediglich Abweichungen $< 10^{-5}$ €/MWh (siehe Abbildung 5.3). Hierzu wurden die Preisgebote der Biomasseanlagen in AMIRIS so modifiziert, dass diese, wie in E2M2, nur mit Grenzkosten bieten und keine fördersystemspezifischen ‚Mark-downs‘ verwenden. Wie im Falle des Basismodells ohne Flexibilitätsoptionen traten jedoch einige wenige Stunden mit Differenzen $> 10^{-3}$ €/MWh auf, welche jedoch ausnahmslos auf minimale Lastdifferenzen an Gebotsblockgrenzen zurückzuführen sind.

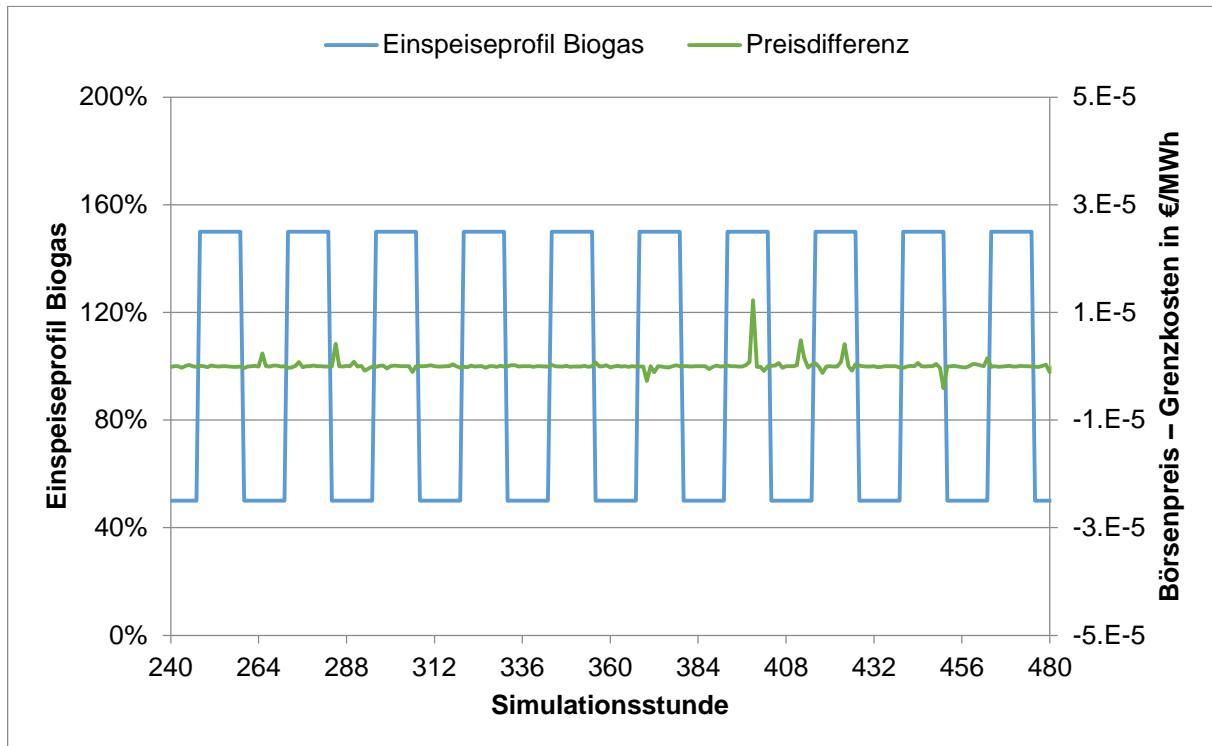


Abbildung 5.3: Betriebsstrategie von Biogasanlagen in E2M2 und AMIRIS (blau) sowie Differenz aus AMIRIS-Börsenstrompreis und E2M2-Grenzkosten (grün) über 240 modellierten Stunden

Die Harmonisierung der Modelle mit Biomasseanlagen im kontinuierlichen Betrieb konnte ebenso erfolgreich gezeigt werden. Obwohl auch eine dritte Betriebsstrategie für Biomasseanlagen untersucht wurde, nämlich eine solche, die den Betrieb in Abhängigkeit einer 24-stündigen Preisprognose gestaltet, konnte für diese Strategie keine vollständige Harmonisierung der Modelle erreicht werden. Auf eine aufwendige Harmonisierung der Modelle in Bezug auf diese dritte Betriebsstrategie der Biomasseanlagen wurde aufgrund fortgeschrittener Zeit und der bereits erfolgreich harmonisierten Alternative (Tag-Nacht-Strategie) verzichtet. Zur Reduktion der Modellkomplexität und trotz erfolgreicher Harmonisierung wurden Biomasseanlagen bei der Identifizierung des Efficiency-Gaps jedoch nicht berücksichtigt.

5.2.3 Überregionaler Stromaustausch (IER)

Zur Harmonisierung der Ergebnisse von E2M2 und AMIRIS unter Berücksichtigung des Elektrizitätsaustauschs mit Nachbarländern wurde zuerst in E2M2 ein generischer Kraftwerkspark in Frankreich vereinfacht abgebildet und die Kraftwerkseinsatzplanung mit 200 MW disaggregierten Kraftwerksblöcken optimiert. Damit konnten die Stromimporte und -exporte zwischen Deutschland und Frankreich bestimmt werden. Die angewendeten Parameter des französischen Elektrizitätssystems sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Thermische Kraftwerken	Nuklear	BKW	SKW	GuD	GT
Anzahl an 200 MW-Blöcke	316	0	25	34	59
Max. Wirkungsgrad (%)	33	45	46	61	39
Min. Wirkungsgrad (%)	25	30	35	50	30
CO ₂ -Faktoren (tCO ₂ -eq/MWh)	-	0,401	0,342	0,202	0,202
Brennstoffpreise (€/MWh)	3,37	4	13,55	21,21	21,21
Erneuerbare Energien	PV	Wind-Onshore	Wind-Offshore		
Installierte Leistung (MW)	6.191	10.312	0		
Rahmenannahmen					
Stromnachfrage (MWh)	460.404.925				
CO ₂ -Zertifikatspreis (€/t)	13,84				

Tabelle 5.3: Parameter des französischen Elektrizitätssystems

Die resultierende stündliche Zeitreihe des Elektrizitätsaustauschs wurde fixiert und exogen als Input-Parameter für eine neue Rechnung vorgegeben. Die auftretenden Unterschiede bei den Strompreisen zwischen beiden Rechnungen in E2M2, d. h. mit optimal kalkuliertem Elektrizitätsaustausch und mit fixierten vorgegebenen Werten, betragen maximal etwa 0,6 €/MWh. Bezogen auf den mittleren Strompreis über das gesamte Jahr von etwa 40 €/MWh sind dies Abweichungen kleiner 1,5 %. Diese wurden als gering eingestuft und daher nicht detaillierter untersucht.

Der fixierte Stromaustausch wurde danach an AMIRIS übertragen. Die resultierenden Abweichungen bei den Strompreisen zwischen beiden Modellen mit vorgegebenen Im- und Exporten (siehe

Abbildung 5.4) sind ebenfalls sehr gering (maximal etwa 50 ct/MWh) im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis über das gesamte Jahr. Sie werden deswegen auch nicht näher analysiert. Die Harmonisierung der Abbildung und Parametrisierung des Elektrizitätsaustauschs mit Nachbarländern wurde somit erfolgreich abgeschlossen.

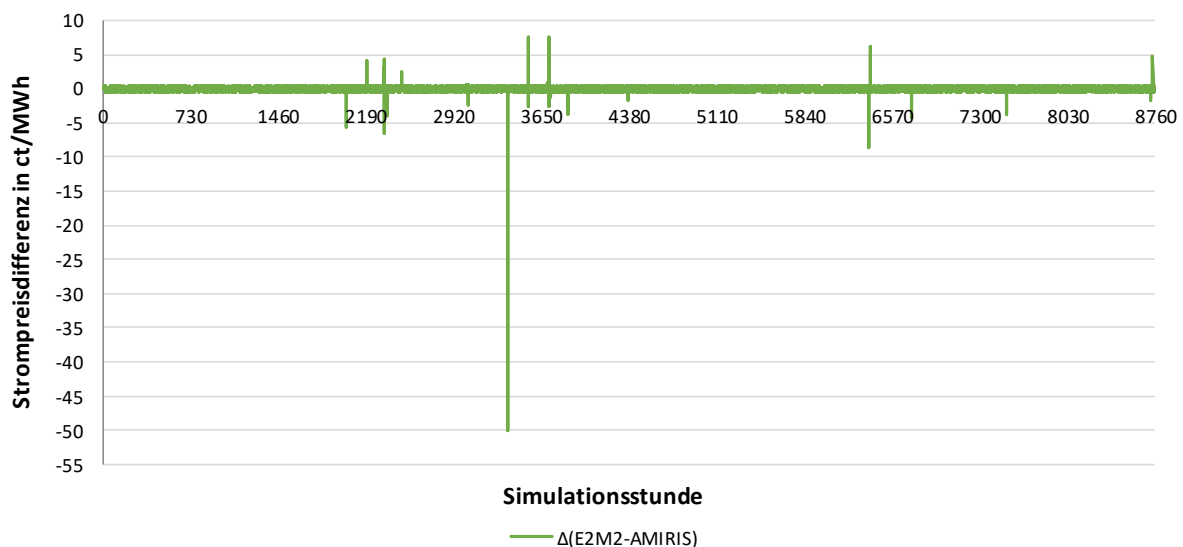


Abbildung 5.4: Auftretende Börsenpreisabweichungen zwischen E2M2 und AMIRIS mit vorgegebenen Im- und Exporte mit Frankreich

Zur Reduktion der Modellkomplexität und des Harmonisierungsaufwands bezüglich der benötigten Datenrecherche (z. B. von Nachfrageprofile oder EE-Ganglinien) für weitere Nachbarländer wird der überregionale Stromaustausch bei der Identifizierung des Efficiency-Gaps trotz erfolgreicher Harmonisierung nicht weiter berücksichtigt.

5.3 Abregelung erneuerbarer Energien (DLR)

Bei der Harmonisierung der Abregelungsentscheidungen von E2M2 und AMIRIS traten unerwartete Schwierigkeiten auf. Um eine gleichartige Abregelung zu erhalten wurden zunächst die Grenzkosten für die Erneuerbaren Kraftwerke Wind-onshore, Wind-offshore und PV auf identische Werte in beiden Programmen gesetzt. In AMIRIS wurden zudem förderregimespezifische ‚Mark-downs‘ deaktiviert. Dennoch ergaben sich erhebliche Abweichungen zwischen den Abregelungsentscheidungen in E2M2 und AMIRIS. In Abbildung 5.5 wird die Differenz der abgeregelten Leistung von offshore Windkraftwerken in AMIRIS und E2M2 über ein Simulationsjahr dargestellt. Mit Ausnahme zweier Stunden zu Simulationsbeginn ist dieser Differenzbetrag durchgehend positiv. Die Analyse ergab, dass AMIRIS nicht nur häufiger als E2M2 abregelte, sondern auch zu den Zeitpunkten der Abregelung mehr erneuerbare Leistung als E2M2 aus dem System nahm. Eine detaillierte Untersuchung dieser Ergebnisse ergab, dass die Ursache der Abweichungen auf Seiten von AMIRIS lag: Die bisherige Strompreisbildung in AMIRIS mittels residualer Last verhinderte eine korrekte Betrachtung der Abregelungsentscheidungen. Daher wurde die Strompreisbildung in AMIRIS angepasst, um mit E2M2 konsistente Ergebnisse erzielen zu können (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Abbildung 5.6 zeigt die Differenzen der abgeregelten Leistungen von Windkraftwerken nach der Anpassung der Strompreisbildung in AMIRIS. Über das gesamte Simulationsjahr hinweg ist diese Differenz in jeder Stunde betragsmäßig deutlich kleiner als 1 MW. In der Abbildung wird auch eine neue Systematik der Abweichungen deutlich: Nun regelt E2M2 meist mehr ab als AMIRIS. Aufgrund der geringen relativen Größe dieser Abweichung von etwa 10^{-4} im Vergleich zur tatsächlich abgeregelten Leistung, und der bereits aufgewendeten Zeit um diesen Grad der Harmonisierung zu erreichen, wurden diese verbleibenden, minimalen Abweichungen nicht näher untersucht. Sie stehen aber vermutlich in direktem Zusammenhang zu den in ähnlicher Größenordnung auftretenden Unterschieden bezüglich der Gesamtlast in beiden Programmen (siehe Abschnitt 5.2.1).

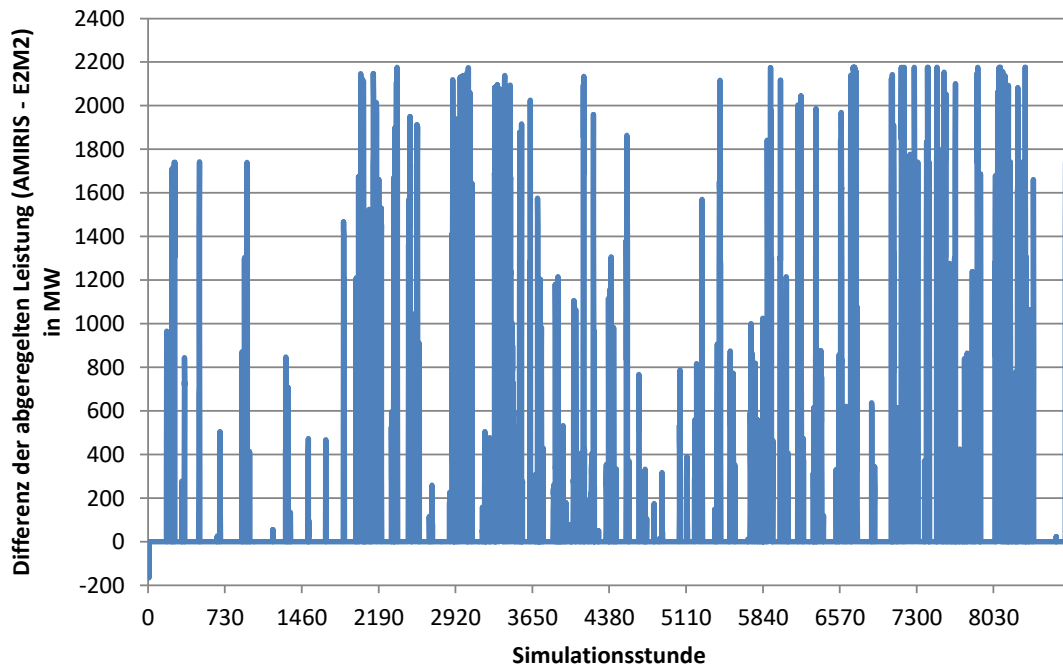


Abbildung 5.5: Abweichung der Abregelungsentscheidung der Offshore-Windkraftanlagen von AMIRIS zu E2M2 vor der Änderung der Strompreisbildung in AMIRIS

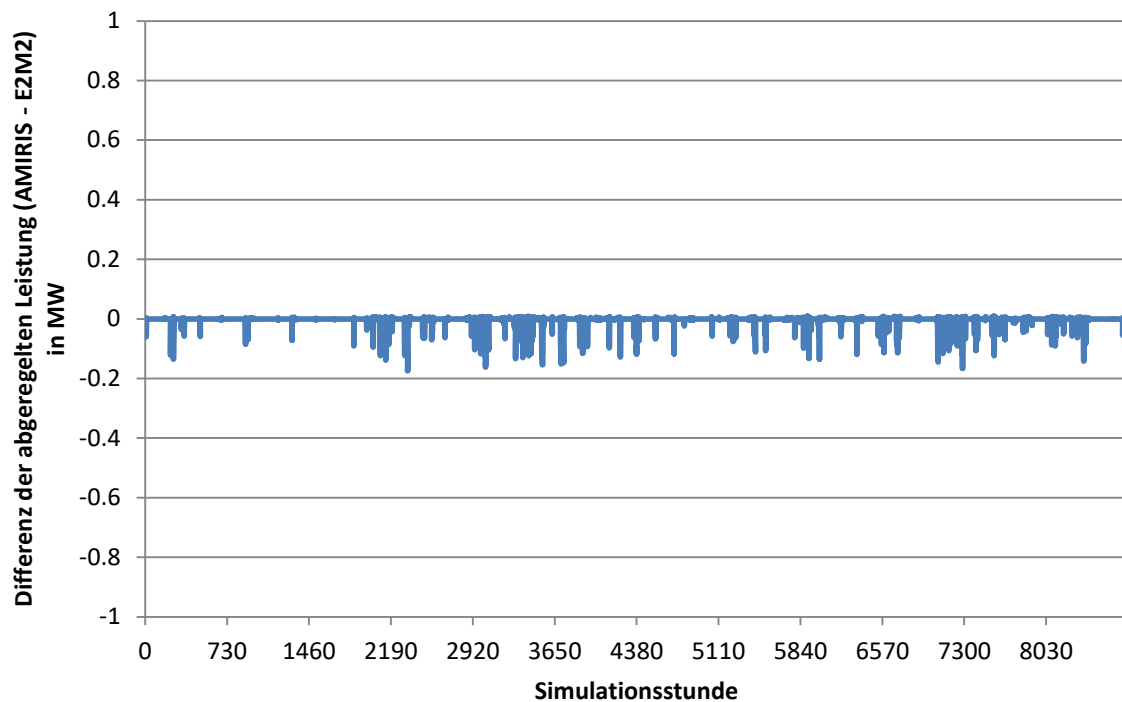


Abbildung 5.6: Abweichung der Abregelungsentscheidung der Windkraftanlagen von AMIRIS zu E2M2 nach der Änderung der Strompreisbildung in AMIRIS

5.4 Speichereinsatz (IER)

Zur erfolgreichen Harmonisierung des Speichereinsatzes in E2M2 und AMIRIS wurden neben den in AMIRIS entwickelten und bereits in Abschnitt 4.3.4 beschriebenen Speicherstrategien einige Anpassungen in E2M2 nötig. Erstens mussten in E2M2 getrennte Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade bei Speichertechnologien implementiert werden, um eine komplette Vergleichbarkeit der Ergebnisse beider Modelle schaffen zu können. In Folge werden die bei der Be- und Entladung entstehenden Energieverluste in E2M2 nicht mehr durch einen einzigen Speicherwirkungsgrad auf der Seite des Ladebetriebs zusammengefasst, wie es in (Sun 2013) der Fall ist. Zweitens wurde eine Gleichung eingefügt, die den Füllstand aller Speicher am Anfang des Planungshorizonts auf null festlegt.

Zur Angleichung der Ergebnisse von E2M2 und AMIRIS unter Berücksichtigung von Speichern wurde in AMIRIS die systemkostenminimierende Speicherstrategie aktiviert (siehe Abschnitt 4.3.4). Diese entspricht dem Ansatz des Speichereinsatzes in E2M2 und sollte daher vergleichbare Ergebnisse liefern, indem die Summe der marginalen Kosten der bezuschlagten Angebotsblöcke über das Voraussichtsintervall minimiert wird. Da unter der systemkostenminimierenden Speicherstrategie in AMIRIS nur ein einziger Speicher eingesetzt werden kann, wird in E2M2 die Anzahl an investierbaren Speicher bereits in der Stufe 1 des mehrstufigen Simulationsablaufschemas auf eins begrenzt (siehe Abschnitt 4.2.1).

These

Der Efficiency-Gap sollte bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie in AMIRIS im Vergleich zu E2M2 näherungsweise null sein. Auftretende Abweichungen bei den Systemkosten, werden als „Grundrauschen“ bezeichnet und repräsentieren die maximale Angleichung der Ergebnisse, die aufgrund modelltechnischer Unterschiede erreicht werden kann und stellen damit eine Genauigkeitsschwelle für die Ermittlung des Efficiency-Gaps dar.

Die Ergebnisse dieser Harmonisierungsläufe, die im Folgenden dargelegt werden, dienen außerdem als Referenzlauf zur Identifizierung und Quantifizierung des Efficiency-Gaps (siehe Abschnitt 6).

Szenariorahmen

Der gemeinsame Szenariorahmen, der für einen 40 %, 60 % und 80 % Anteil erneuerbarer Energien definiert wurde, sowie die angewendeten Input-Parameter dieser Harmonisierungsläufe, die mit Speichereinsatz und Abregelung erneuerbarer Energien als einzige Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden, sind bereits in Abschnitt 3 ausführlich beschrieben.

In Tabelle 5.4 sind die wichtigsten Parameter dieser Harmonisierungsläufe zusammengefasst.

Szenario	CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Speicher	
40 %	201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,3 GW	14,5 GWh
Grenzkosten in €/MWh			30,4	18,5	0	31,10 - 45,65	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-
60 % ¹⁵	128,1 Mt	545 TWh	21,5 GW	86,2 GW	107,7 GW	9,6 GW	38,6 GW	11,8 GW	23,7 GW	142,4 GWh
Grenzkosten in €/MWh			30,4	18,5	0	32,45 - 47,68	44,28 - 53,69	68,41 - 88,49	-	-
80 %	54,9 Mt	545 TWh	31,0 GW	123,9 GW	154,9 GW	3,6 GW	32,6 GW	12,2 GW	61,8 GW	494,3 GWh
Grenzkosten in €/MWh			30,4	18,5	0	34,77 - 51,15	45,15 - 54,74	69,76 - 90,24	-	-

Tabelle 5.4: Wichtigste Parameter der Harmonisierungsläufe bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario

Systemkosten¹⁶

Szenario	Systemkosten in E2M2 in €	Systemkosten in AMIRIS in €	Kostenabweichung in €	Kostenanstieg in Prozent
40 %	17.820.215.304	17.820.217.026	1.722	0,00001
60 % ¹⁷	15.053.360.712	15.053.387.182	26.471	0,00018
80 %	12.051.835.155	12.051.893.134	57.979	0,00048

Tabelle 5.5: Resultierende Systemkosten sowie Kostenabweichung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario

Wie Tabelle 5.5 veranschaulicht, sind die Systemkosten in AMIRIS höher als in E2M2. Diese Kostenabweichungen sind jedoch im Vergleich zu den gesamten Systemkosten in E2M2, die im Bereich der Mrd. € liegen, sehr klein (unter 0,0005 %).

Die kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario ist in Abbildung 5.7 dargestellt. In allen drei Läufen ist gut zu erkennen, dass es immer wieder zu teils deutlichen Unterschieden in einzelnen Stunden zwischen beiden Modellen kommt, sich die Unterschiede i. d. R. aber innerhalb der nächsten Stunden wieder ausgleichen und die Kurve somit wieder zur Null-Linie zurückfindet. Es handelt sich also in den meisten Fällen um die in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen „kostenneutralen Abweichungen“.

¹⁵ Der letzte Tag, d. h. die letzten 24 Stunden, werden im Szenario mit 60 % EE-Anteil und „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie wegen unterschiedlichen Speicherfüllstände in E2M2 und AMIRIS am Ende des Jahres nicht ausgewertet.

¹⁶ Unter Systemkosten werden die Betriebs- und Wartungskosten, die Brennstoffkosten und die CO₂-Zertifikatskosten verstanden.

¹⁷ Da der Speicher im EE 60 %-Szenario in AMIRIS am Jahresende nicht leer gefahren wird, wird in der Auswertung der Systemkosten im Szenario mit 60 % EE-Anteil und „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie den letzten Tag nicht mit betrachtet.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

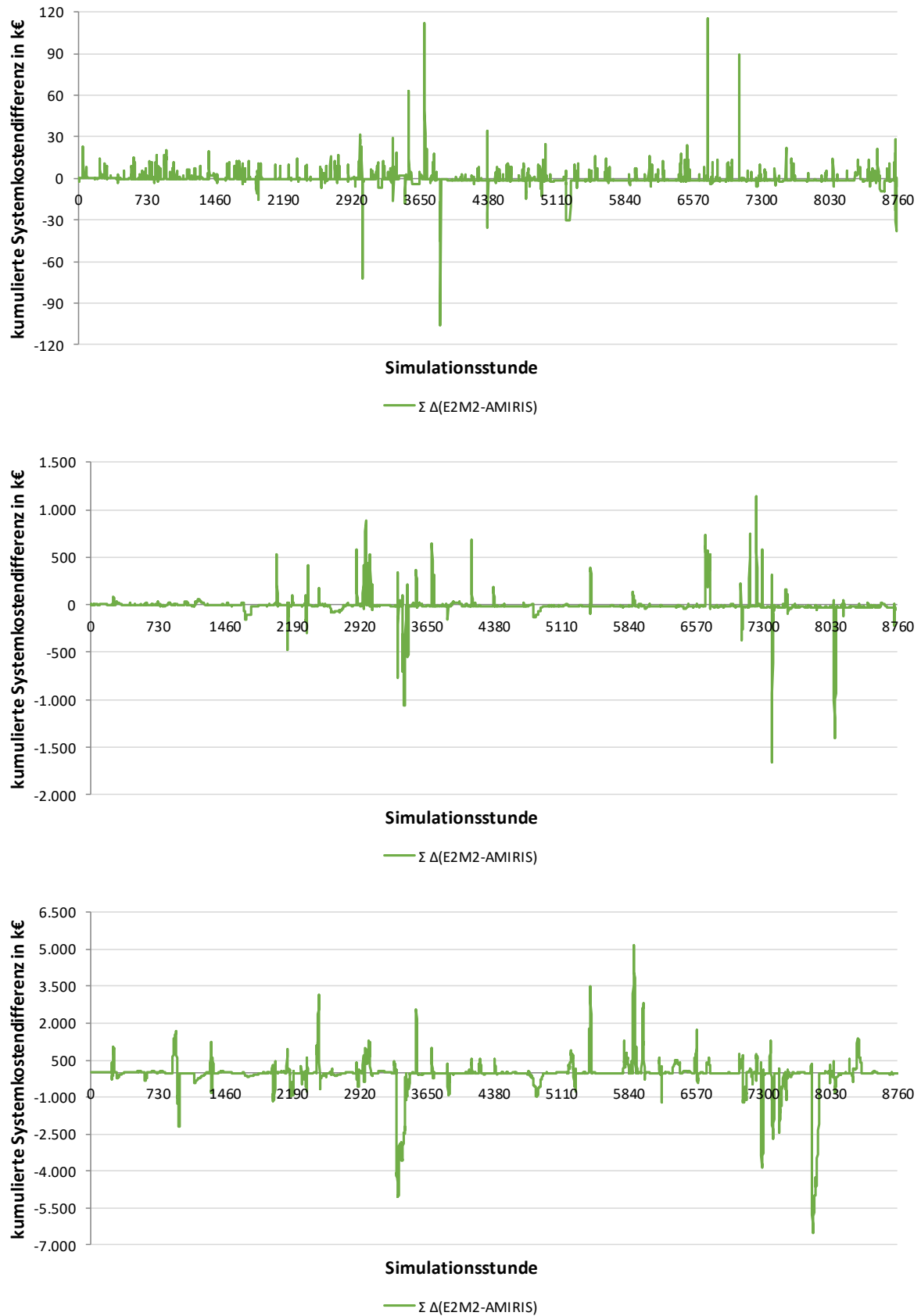


Abbildung 5.7: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario

Speicherdispatch und EE-Abregelung

Nach einer detaillierten Auswertung der Ergebnisse mit Hilfe des Auswertetools, das in Abschnitt 5.1.2 bereits erklärt wurde, konnte jeder Zeitschritt drei unterschiedlichen Kategorien zugewiesen werden. Zur Kategorie 1 (keine Dispatchabweichung) gehören die Zeitschritte, in denen die Speicherleistung in beiden Modelle gleich ist. Innerhalb der Kategorie 2 (dispatchneutrale Abweichung) befinden sich Zeitschritte, die in Zeitintervallen mit kostenneutralen Unterschieden zwischen E2M2 und AMIRIS liegen. In diesen Intervallen wird die gleiche Energiemenge mit gleichen Kosten jedoch zu unterschiedlichen Zeitpunkten in E2M2 und AMIRIS gespeichert oder abgeregelt. Diese kostenneutralen Unterschiede ergeben sich aus einer methodischen Zufälligkeit des linearen Lösungsverfahrens (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Für ein besseres Verständnis wird in Abbildung 5.8 der Verlauf der Speicherleistung, der Abregelung erneuerbarer Energien und der Systemkosten in E2M2 und AMIRIS sowie ihre kumulierte Differenz während eines kostenneutralen Zeitintervalls gezeigt. Hier lässt sich gut beobachten, dass die gleiche Energiemenge in beiden Modellen während dieses Zeitintervalls eingespeichert und abgeregelt wurde und die verursachten Kosten gleich sind.

In Abbildung 5.9 ist die Speicherleistungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario dargestellt. Im Szenario mit 40 % Anteil erneuerbarer Energien ergeben sich nur in einzelnen Stunden deutliche Abweichungen beim Speicherdispatch, die etwa 4 GW erreichen können, z. B. um die Stunde 3.034, 3.535, 3.875, 4.378, 6.727 oder 7.063. Diese großen Abweichungen treten mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie auf, wenn die Residuallast nach dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen gleich null ist. In diesen Intervallen kann die gleiche Energiemenge mit gleichen Kosten jedoch zu unterschiedlichen Zeitpunkten in E2M2 und AMIRIS eingespeichert oder abgeregelt werden, d. h. über den betrachteten Zeitblock sind diese Abweichungen beim Dispatch und bei der EE-Abregelung „kostenneutral“. Die Abweichungen beim Speicherdispatch im EE 60 % und 80 %-Szenario nehmen aufgrund der größeren Kapazität des Speichers und wegen nicht-kostenneutraler Unterschiede zu, die anschließend noch genauer zu analysieren sind. Die großen Abweichungen entstehen genau wie im EE 40 %-Szenario auch in den Stunden, in denen die Residuallast nach dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen gleich null ist.

In Abbildung 5.10 ist die EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario dargestellt. Hier lässt sich im Vergleich zur Abbildung 5.9 sehen, dass die großen Differenzen beim Speicherdispatch und der EE-Abregelung kongruent sind, d. h. wenn in E2M2 in einer Simulationsstunde mehr eingespeichert und entsprechend weniger abgeregelt wird, wird in AMIRIS entsprechend weniger eingespeichert und mehr abgeregelt.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

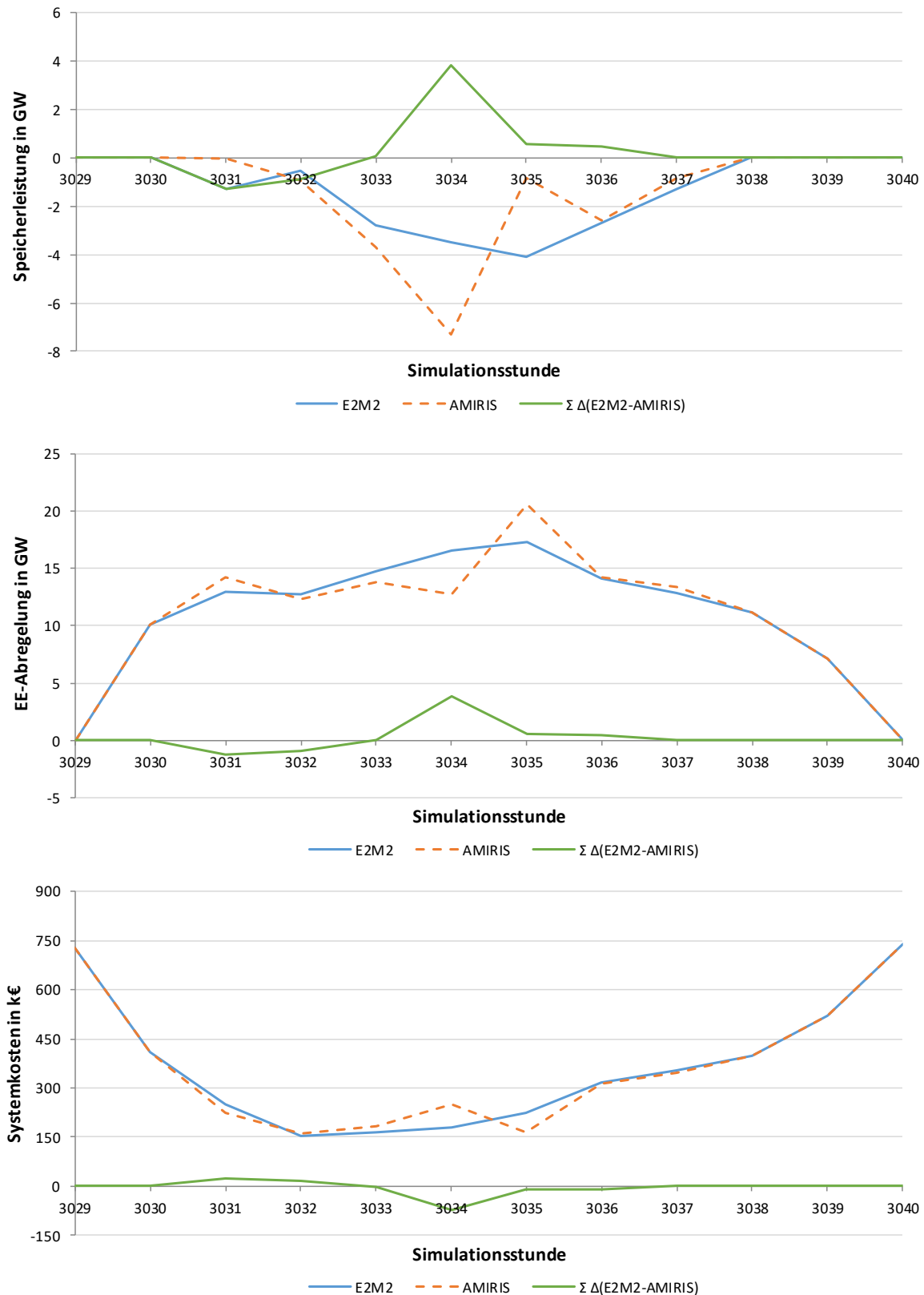


Abbildung 5.8: Verlauf der Speicherleistung (oben), der Abregelung erneuerbarer Energien (Mitte) und der Systemkosten (unten) in E2M2 und AMIRIS sowie ihre kumulierte Differenz während eines kostenneutralen Zeitintervalls, mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

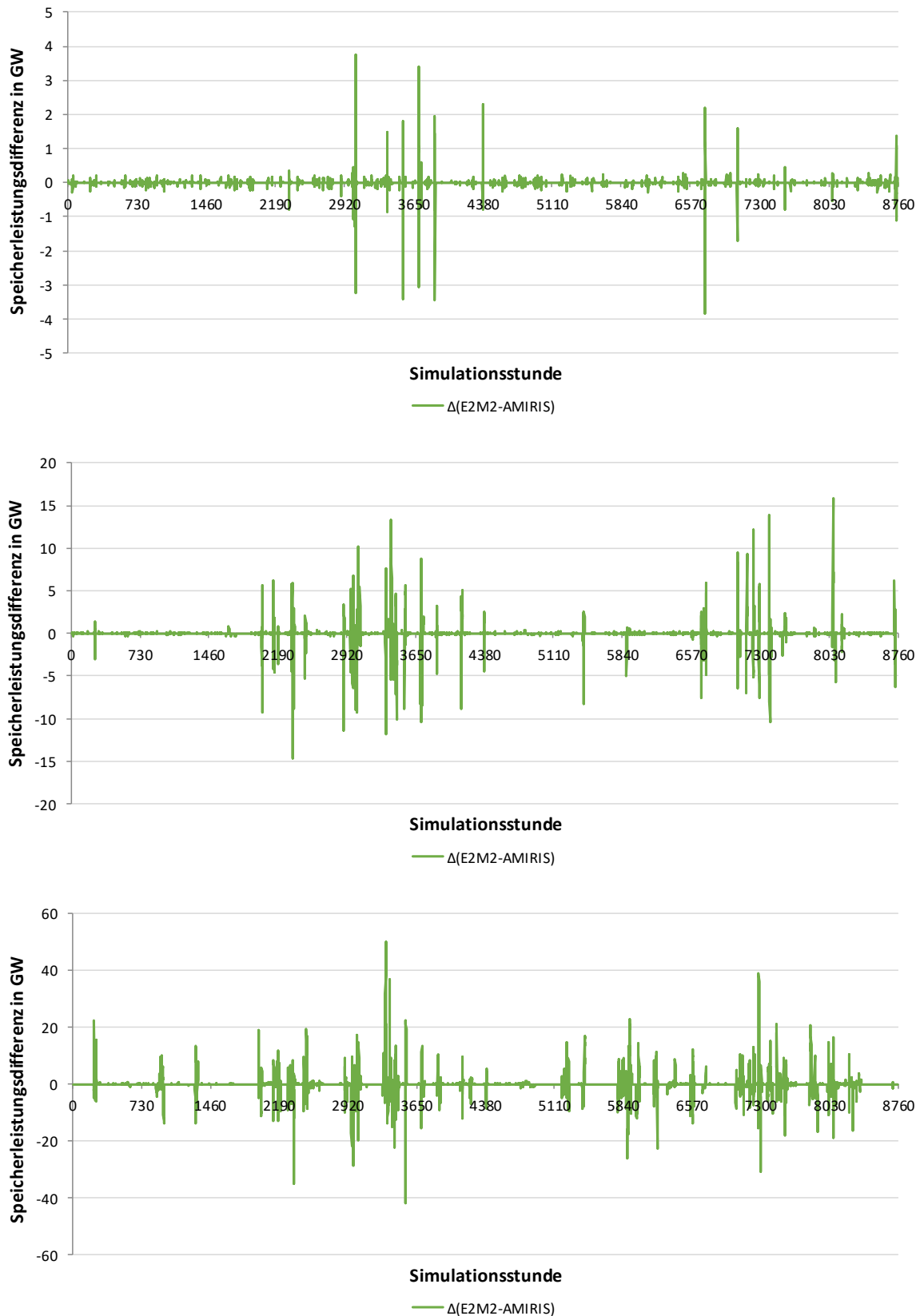


Abbildung 5.9: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

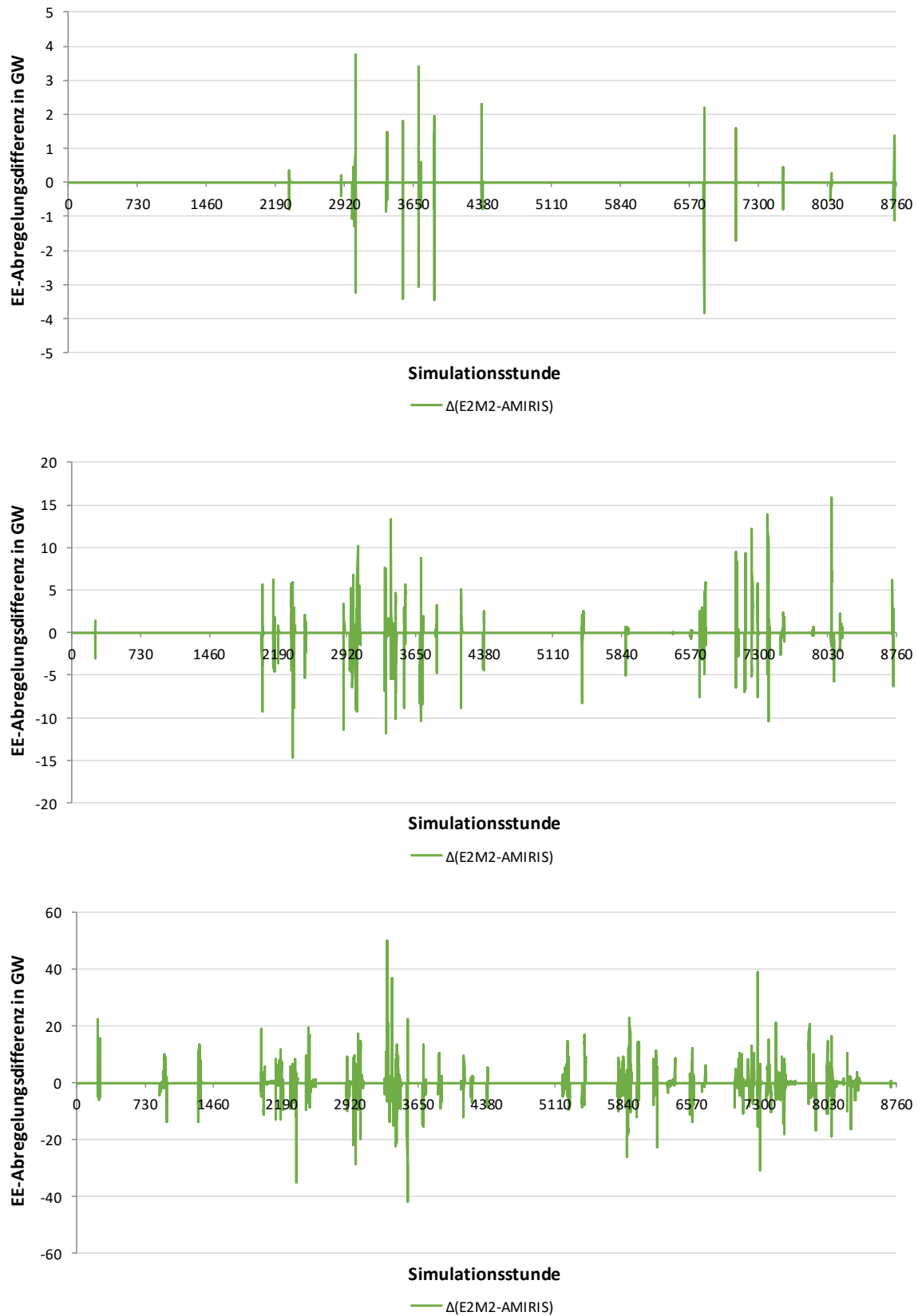


Abbildung 5.10: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „systemkostenminimierenden“ Speicherstrategie im EE 40 % (oben), 60 % (Mitte) und 80 % (unten)-Szenario

In Tabelle 5.6 ist die Jahressumme¹⁸ der abgeregelten und eingespeicherten Energiemenge nach Abzug der bei der Beladung entstehenden Verluste im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario aufgelistet.

Szenario	Jahressumme der abgeregelten Energie in MWh		Jahressumme der eingespeicherten Energie in MWh	
Modell	E2M2	AMIRIS	E2M2	AMIRIS
40 %	591.080	591.080	2.112.658	2.112.735
60 %	6.786.125	6.785.610	16.162.605	16.164.152
80 %	43.140.170	43.154.630	48.272.159	48.261.234

Tabelle 5.6: Jahressumme der abgeregelten und eingespeicherten Energiemenge in E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %, 60 % und 80 %-Szenario

Die Jahressumme der abgeregelten oder eingespeicherten Energie in AMIRIS weicht von der in E2M2 ab. Dies bedeutet, dass es Unterschiede zwischen beiden Modelle beim Speicher-dispatch und der EE-Abregelung gibt, die nicht kostenneutral sind (Kategorie 3: Nicht-dispatchneutrale Abweichung). Da diese im Hinblick auf die Modellharmonisierung von Bedeutung sind, wurden sie gründlich analysiert. Dabei wurde erkannt, dass diese Abweichungen auf unterschiedliche Abbildungen der Speichertechnologien in E2M2 und AMIRIS zurückzuführen sind. In AMIRIS erfolgt eine Diskretisierung des Speicherzustands in 1.000 diskrete Schritte, d. h. es können nur Füllstände erreicht werden, die einem Vielfachen der Speicherkapazität geteilt durch 1.000 entsprechen.

Um diese Hypothese zu stützen, wurden in AMIRIS mehrere Läufe mit unterschiedlicher Anzahl an Diskretisierungsschritten durchgeführt. Die Systemkostendifferenz dieser Läufe zwischen AMIRIS und E2M2 sinkt mit zunehmender Anzahl an Diskretisierungsschritten, was in Abbildung 5.11 veranschaulicht ist. In der Folge steigt die Kostenabweichung mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien, weil die zugebauten Speicher und somit der Fehler bei der Diskretisierung des Speicherfüllstands größer werden.

¹⁸ Da der Speicher im EE 60 %-Szenario in AMIRIS am Jahresende nicht leer gefahren wird, wird in der Auswertung der Jahressumme im Szenario mit 60 % EE-Anteil und „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie den letzten Tag nicht mit betrachtet.

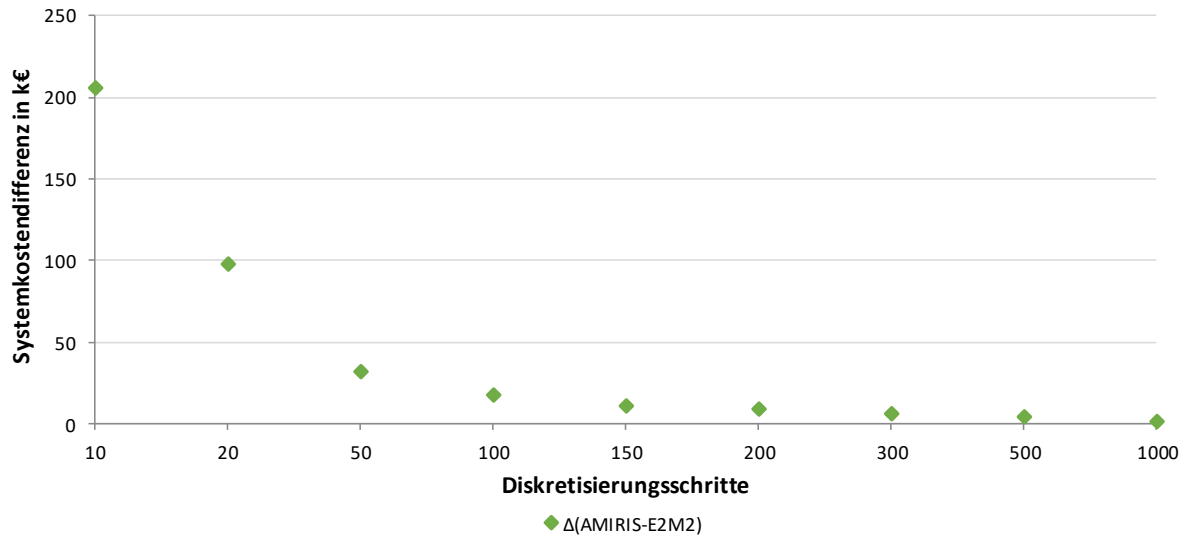


Abbildung 5.11: Systemkostendifferenz zwischen AMIRIS und E2M2 im EE 40 %-Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anzahl an Diskretisierungsschritten und mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie in AMIRIS

Strompreise

Wenn kostenneutrale Abweichungen zum Einsatz unterschiedlicher Grenzkraftwerken führen, entstehen auch Strompreisdiskrepanzen zwischen E2M2 und AMIRIS. Dieser Effekt tritt häufig unter Einsatz von Speichereinheiten auf, weil Speicher die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Nachfrage bis zur vollständigen Auslastung eines 200 MW-Blocks verschieben. Die Abweichung zwischen den Strompreisen beider Modelle ist besonders groß, wenn eine Sprungstelle zwischen Kraftwerksblöcken zu einer Änderung der letzten eingesetzten Technologie führt.

Außerdem können Strompreisunterschiede zwischen E2M2 und AMIRIS auftreten, wenn der Solver im Optimierungsmodell E2M2 einen Schattenpreis liefert, der zwischen den Grenzkosten des letzten Kraftwerks vor einer Unstetigkeitsstelle in der Merit-Order und denen des nächst teureren Kraftwerks liegt. Eine ausführliche Erklärung dieses Effektes befindet sich in Abschnitt 5.1.2. In Abbildung 5.12 sind die Strompreisabweichungen zwischen E2M2 und AMIRIS im EE 40 %-Szenario dargestellt.

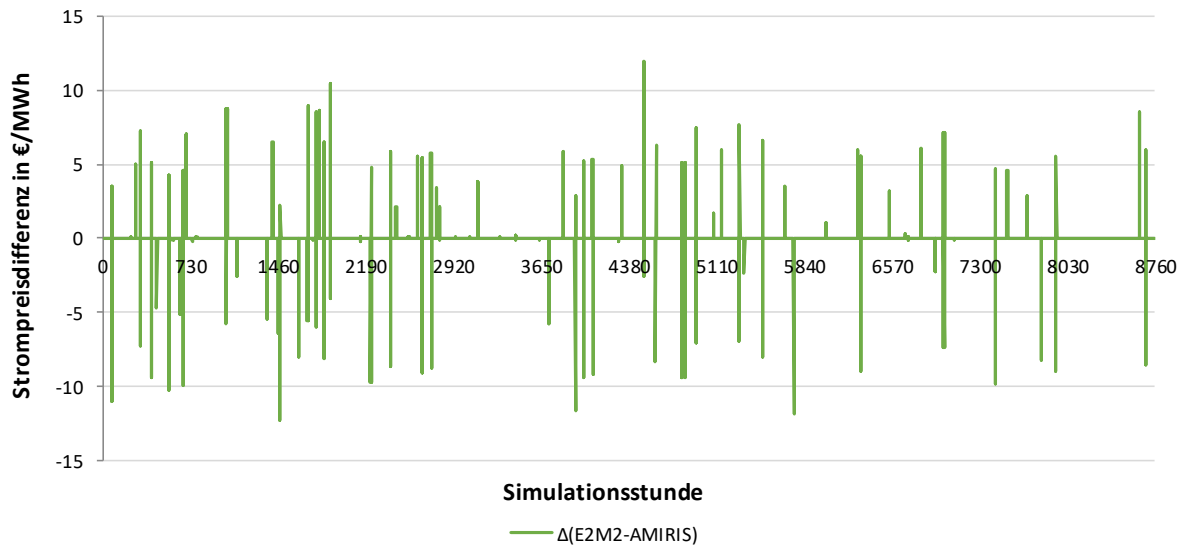


Abbildung 5.12: Stündliche Strompreisabweichung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Zwischenfazit

Der Efficiency-Gap sollte bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie in AMIRIS im Vergleich zu E2M2 näherungsweise null sein. In geringem Umfang auftretende Abweichungen bei den Systemkosten sind auf nicht aufzulösende modelltechnische Unterschiede bei den implementierten Speichermodellierungen zurückzuführen und im Hinblick auf die zu ermittelnden Efficiency-Gaps als Ungenauigkeitsbandbreite zu berücksichtigen.

5.5 Gewonnene Erkenntnisse für zukünftige Modellkopplungen

(DLR, IER)

In diesem Abschnitt werden gewonnene Erkenntnisse für zukünftige Modellkopplungen erläutert. Diese ergeben sich aus den Erfahrungen, die durch die Harmonisierung sowie Kopplung von E2M2 und AMIRIS gesammelt wurden. Sie sollen gleichzeitig der wissenschaftlichen Community als ‚Lessons-Learned‘ dienen, falls ähnliche Vorhaben angestrebt werden.

In Tabelle 5.7 sind diese Herausforderungen nach Modellkomponenten gegliedert sowie detailliert beschrieben. Ein Schwierigkeitsgrad (leicht, mittel oder schwer) wurde jeder Herausforderung zugeordnet.

Modellkomponente	Herausforderung	Schwierigkeitsgrad
Inputparameter	Eine erfolgreiche Modellharmonisierung sowie -kopplung erfordert die Definition und Anwendung eines gemeinsamen Szenariorahmens. Hierzu ist eine Identifikation gemeinsamer Inputparameter erforderlich. Parameter, die nicht von allen Modellen gleichermaßen erfasst werden, müssen durch geeignete Konfiguration einer Modellkopplung bzw. einer iterativen Modellanwendung in der Analyse berücksichtigt werden.	mittel bis schwer (in Abhängigkeit der Anzahl an Modellen und der Vielfalt an Modellstrukturen)
Zeitabbildung	Die Zeitauflösung und die Abbildung im modellierten Zeitrahmen müssen gleich oder kompatibel zueinander sein. Hierbei können unterschiedliche Granularitäten, Planungshorizonte, Rollierungsschemata oder repräsentative Zeitausschnitte zu Inkompatibilitäten oder Modelländerungsbedarfen führen.	schwer
Technologieabbildung	Selbst minimale Abweichungen bei der Technologieabbildung (z. B. bei Stromspeicher: Abbildung von Wirkungsgraden als Roundtrip vs. getrennte Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade) können zu signifikanten Abweichungen der Modelle führen. Solche Differenzen in der Modellierung sollten frühzeitig identifiziert werden (z. B. durch eine Gegenüberstellung der mathematischen Modellansätze anhand einer Vergleichsmatrix) um ggf. rechtzeitig Modelländerungen vornehmen zu können.	schwer
Rundungsverfahren	Bei numerischen Modellen sind numerische Genauigkeitsverluste in Modellkomponenten nie zu vermeiden (z. B. durch den Einsatz von Rundungsverfahren). Diese sind sorgfältig zu identifizieren und ggf. entsprechend anzupassen, um die Auswirkungen beim Vergleich auf ein Minimum zu beschränken.	leicht
Vergleichskriterien	Es bedarf der Auswahl geeigneter quantitativer Kriterien für den Modellvergleich, um feststellen zu können, ob die Modelle hinreichend im Gleichklang sind. Hierbei eignen sich insbesondere Zeitreihen modellierter Größen (z. B. der Verlauf des Strompreises oder des Speichereinsatzes), da hierdurch Abweichungen direkt den ursächlichen Ereignissen in den Modellen zugeordnet werden können.	mittel

Tabelle 5.7: Zusammenfassung der gewonnenen Ergebnisse für zukünftige Modellkopplungen

6 Ergebnisse der Optimierungs- und Simulationsläufe (DLR, IER)

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der mit E2M2 und AMIRIS durchgeführten Optimierungs- und Simulationsläufe vorgestellt sowie miteinander verglichen. Diese werden nach den drei betrachteten Szenarien, die in Abschnitt 3 bereits beschrieben wurden, gegliedert. Diese Szenarien unterscheiden sich hauptsächlich voneinander hinsichtlich des Mindestanteils erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung. Als Referenzszenario wurde ein EE-Anteil von 40 % ausgewählt, da für diese Systemkonfiguration die geringste Systemkostenabweichung zwischen E2M2 und AMIRIS während des Harmonisierungsvorgangs des Speichereinsatzes (siehe Abschnitt 5.4) erzielt wurde.

In Abschnitt 6.1 wird eine detaillierte Analyse des Efficiency-Gaps in diesem Referenzszenario durchgeführt. Eine Untergliederung innerhalb des Abschnitts 6.1 erfolgt anhand der identifizierten Ursachen des Efficiency-Gaps:

1. Das betriebswirtschaftliche Akteursverhalten (Abschnitt 6.1.1)
2. Die nicht-perfekte Voraussicht der Akteure und Prognoseunsicherheit (Abschnitt 6.1.2)
3. Einfluss verzerrender Effekte durch regulatorische Rahmenbedingungen, z. B. die Vergütung von Anlagenbetreibern über einen „Marktprämien“-Mechanismus (Abschnitt 6.1.3)

Die Kombination aus nicht-perfekter Voraussicht der Akteure mit den Effekten regulatorischer Rahmenbedingungen bildet einen weiteren Unterpunkt in der folgenden Analyse (Abschnitt 6.1.4).

In Abschnitt 6.2 wird der Efficiency-Gap in Szenarien mit höheren EE-Anteilen (60 % und 80 %) untersucht, um den Einfluss der fluktuierenden Stromproduktion betrachten zu können. Eine Gesamtübersicht der in Abschnitt 6 vorgestellten Optimierungs- und Simulationsläufe ist in Tabelle 6.1 veranschaulicht.

ID	Abs.	EE-Anteil	Speicherstrategie in AMIRIS	Anzahl der Speicherbetreiber	Prognoseunsicherheit	Variable Marktprämie
1	6.1.1	40 %	Maximieren des Profits	1	Nein	Nein
2	6.1.2	40 %	Fehlertolerante Strategie	1	Nein	Nein
3	6.1.2	40 %	Fehlertolerante Strategie	2	Nein	Nein
4	6.1.2	40 %	Fehlertolerante Strategie	2	Ja	Nein
5	6.1.3	40 %	Minimieren der Systemkosten	1	Nein	Ja
6	6.1.4	40 %	Fehlertolerante Strategie	10	Ja	Ja
7	6.2	60 %	Fehlertolerante Strategie	2	Nein	Nein
8	6.2	60 %	Fehlertolerante Strategie	2	Ja	Nein
9	6.2	60 %	Fehlertolerante Strategie	10	Ja	Ja
10	6.2	80 %	Fehlertolerante Strategie	10	Ja	Ja

Tabelle 6.1: Gesamtübersicht der in Abschnitt 6 ausgewerteten Optimierungs- und Simulationsläufe; Die Speicherstrategien und die Anzahl der Speicher bilden das betriebswirtschaftliche Verhalten ab / Speicherstrategie (Abs. 4.3.4), Prognoseunsicherheit (Abs. 4.3.5), Variable Marktprämie (Abs. 2.2)

6.1 Detaillierte Analyse des Efficiency-Gaps im Referenzszenario

Um den Einfluss des betriebswirtschaftlichen Kalküls der Speicherbetreiber zu analysieren, wird im Folgenden ein Lauf mit der „profitmaximierenden“ Speicherstrategie (siehe Abschnitt 6.1.1) durchgeführt. Anschließend erfolgen verschiedene Untersuchungen um den Einfluss von Entscheidungen unter Unsicherheit auf den Efficiency-Gap zu analysieren (siehe Abschnitt 6.1.2). Hierfür kommen neben mehreren Speicherbetreibern, die untereinander konkurrieren, Unsicherheiten bzgl. zukünftiger Preise ins Spiel.

Als letzte in ERAFlex identifizierte Ursache für die Diskrepanz zwischen kostenoptimalem Anlagendispatch und abweichendem Einsatzverhalten in der Realität, wird in Abschnitt 6.1.3 der Einfluss einer variablen Marktprämie auf den Efficiency-Gap untersucht. Abschließend erfolgt noch ein Szenario, um sich dem kombinierten Efficiency-Gap aus Entscheidung unter Unsicherheit und dem Einfluss regulatorischer Rahmenbedingungen anzunähern (siehe Abschnitt 6.1.4).

Jeder Abschnitt beginnt mit einer kurzen Untersuchungsthese, mit der der Analyserahmen konkretisiert wird und die die Motivation der Untersuchung noch einmal verdeutlicht.

6.1.1 Akteursspezifisches Verhalten

Mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie

These

Durch Aktivierung der „profitmaximierenden“ Speicherstrategie in AMIRIS optimiert der Speicherbetreiber den Speicherdispatch nicht nach dem Systemoptimum, sondern nach seinem individuellen betriebswirtschaftlichen Kalkül. Sind die Märkte nicht vollkommen, können das individuelle betriebswirtschaftliche Optimum und das Optimum des Gesamtsystems aufgrund von Ineffizienzen oder der Möglichkeit der Ausübung von Marktmacht auseinanderfallen. Da dadurch die Preiskurve nicht mehr optimal geglättet wird, entstehen nicht nur Differenzen bei den Strompreisen, sondern auch bei den Systemkosten und der EE-Abregelung. In AMIRIS treten somit höhere Systemkosten auf als in E2M2.

Szenariorahmen

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,3 GW	14,5 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	31,10 - 45,65	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-

Tabelle 6.2: Szenariorahmen und Kraftwerksparameter für das 40 % EE-Szenario

Um den Einfluss des betriebswirtschaftlichen Kalküls der Akteure auf den Efficiency-Gap untersuchen zu können, wird der E2M2-Referenzlauf mit optimiertem Kraftwerksdispatch und systemoptimalem Speichereinsatz mit einem AMIRIS-Lauf verglichen, in dem der Speicherbetreiber eine „profitmaximierende“ Speicherstrategie fährt (vgl. Abschnitt 4.3.4). Alle sonstigen Modellparameter, Inputdaten und der Szenariorahmen (siehe Tabelle 6.2) bleiben exakt gleich.

Auswirkung auf Speicherdispatch

Im Vergleich zum „systemkostenminimierenden“ Lauf zeigt sich beim Dispatch des Speichers mit der „profitmaximierenden“ Speicherstrategie ein deutlicher Unterschied. Wie in Abbildung 6.1 und Abbildung 6.2 vergleichend dargestellt wird, haben sich im „systemkostenminimierenden“ Lauf nur in einzelnen Stunden größere Abweichungen beim Dispatch i. H. v. 1-4 GW ergeben, so z. B. um die Stunden 3.034, 3.535, 3.705, 3.872, 4.387, 6.727 oder 7.063. Im Lauf mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie kommt es hingegen in etwa 25 % der Stunden im Jahr zu größeren Abweichungen beim Speicherdispatch. Im „systemkostenminimierenden“ Lauf sind die größeren Abweichungen beim Dispatch auf die Stunden beschränkt, in denen die residuale Last null ist (vgl. Abschnitt 5.4).

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

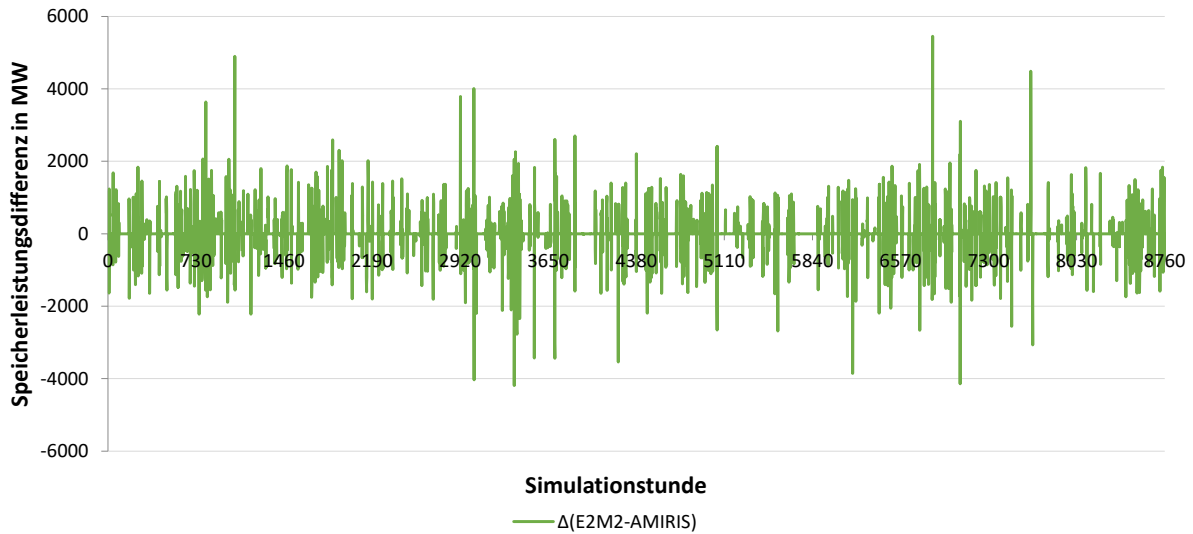


Abbildung 6.1: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

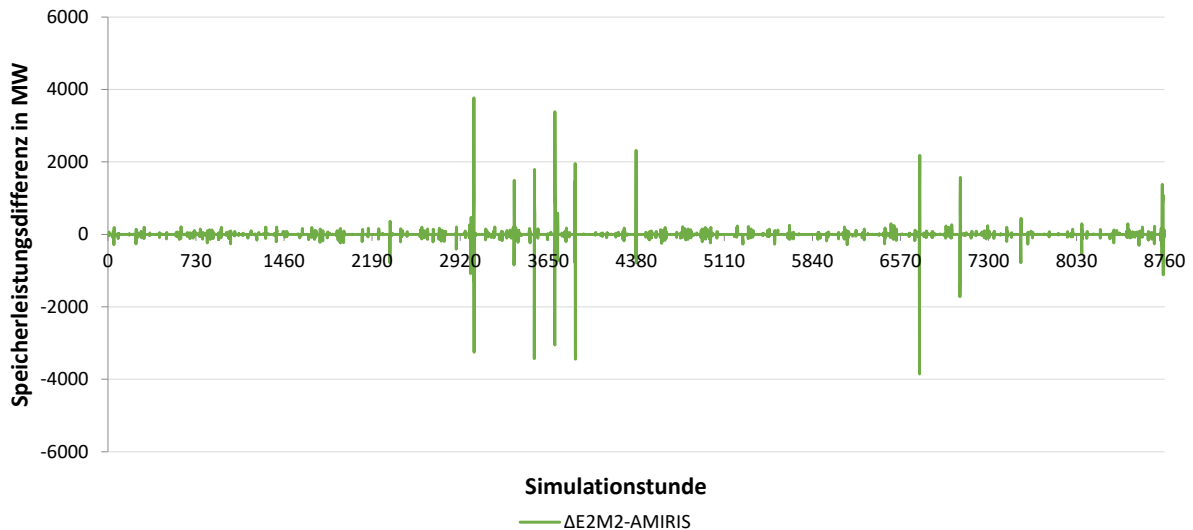


Abbildung 6.2: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie treten die größten Unterschiede beim Speicherdispatch vor allem dann auf, wenn die Preise über mehrere Stunden konstant sind, siehe Abbildung 6.3. In diesen Stunden ist der Speicherdispatch in E2M2 und AMIRIS zwar unterschiedlich, über den Zeitblock betrachtet ist der Dispatch aber systemkostenneutral, da es für die Systemkosten irrelevant ist, zu welchen Stunden ein- bzw. ausgespeichert wird, wenn die Preise im Zeitblock gleich sind.

Ein weiterer interessanter Effekt zeigt sich in den Stunden 3.702-3.712 und 3.871-3.876, wenn die Residuallast null ist und der Speicher den potentiellen EE-Überschuss nicht komplett aufnehmen kann, sondern Teile der EE-Einspeisung abgeregelt werden müssen. Wie die grüne und gelb-gestrichelte Kurve in der unteren Grafik der Abbildung 6.3 verdeutlichen, verhalten sich die Differenzen beim Speicherdispatch und der EE-Abregelung flächenkongru-

ent, d. h. wenn in E2M2 in diesen Simulationsstunden mehr eingespeichert und entsprechend weniger abgeregelt wird, wird in AMIRIS entsprechend weniger eingespeichert und mehr abgeregelt, so dass die Kurve in diesen Simulationsstunden deckungsgleich sind. Die residuale Last nach Speichereinsatz ist deshalb in diesem Fall – wie in der oberen Grafik der Abbildung 6.3 zu sehen – in beiden Modellen dennoch zu jedem Zeitpunkt gleich.

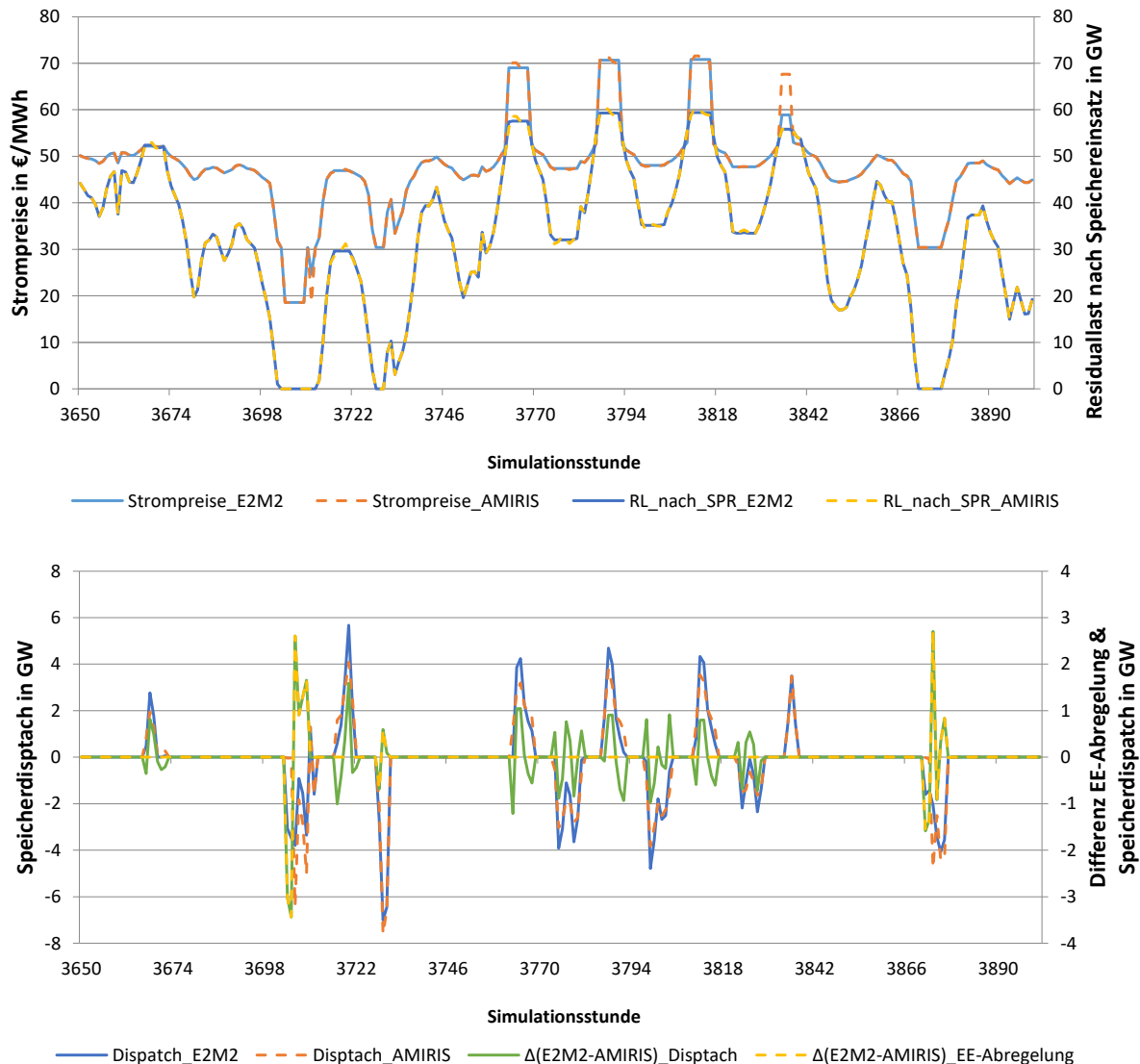


Abbildung 6.3: Strompreise zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung von E2M2 und AMIRIS sowie die Differenz bei der EE-Abregelung bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie

Es zeigt sich aber auch an der blauen und orange-gestrichelten Kurve in der unteren Grafik der Abbildung 6.3, dass die Speicherstrategie in AMIRIS – entsprechend des so ausgelegten Algorithmus - in den meisten Stunden immer etwas weniger ein- und damit auch ausspeichert als der systemoptimale Einsatz in E2M2. Über das Jahr gesehen wird in AMIRIS mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie deshalb deutlich weniger ein- und ausgespeichert. Die zwischengespeicherten Strommengen betragen über das Jahr in E2M2 2.112 GWh während in AMIRIS 2.057 GWh ein- bzw. ausgespeichert werden. Die Differenz i. H v. 55 GWh

entspricht somit der betriebswirtschaftlich optimal zurückgehaltenen Speicherkapazität im Vergleich zu einem systemoptimal eingesetzten Speicher. Die Zurückhaltung von Speicherkapazität ergibt damit einen Hinweis auf einen möglichen Missbrauch von Marktmacht.

Auswirkung auf Strompreise

Bei größeren Abweichung bei der ein- und ausgespeicherten Leistung kann es im Vergleich zu einem systemoptimalen Speicher- und Kraftwerksdispatch zur Verschiebung des Grenzkraftwerks in AMIRIS kommen. Zu sehen ist dieser Effekt auf die Strompreise in Abbildung 6.4. Der „profitmaximierende“ Speicherbetreiber profitiert hinsichtlich seines betriebswirtschaftlichen Kalküls von größeren Preisdifferenzen. Da der Algorithmus dieser Strategie die Auswirkung des eigenen Speicherverhaltens auf die Strompreise berücksichtigt, kann der Speicherbetreiber die Preise zu seinen Gunsten beeinflussen und damit Marktmacht missbräuchlich ausüben (vgl. Abschnitt 4.3.4).

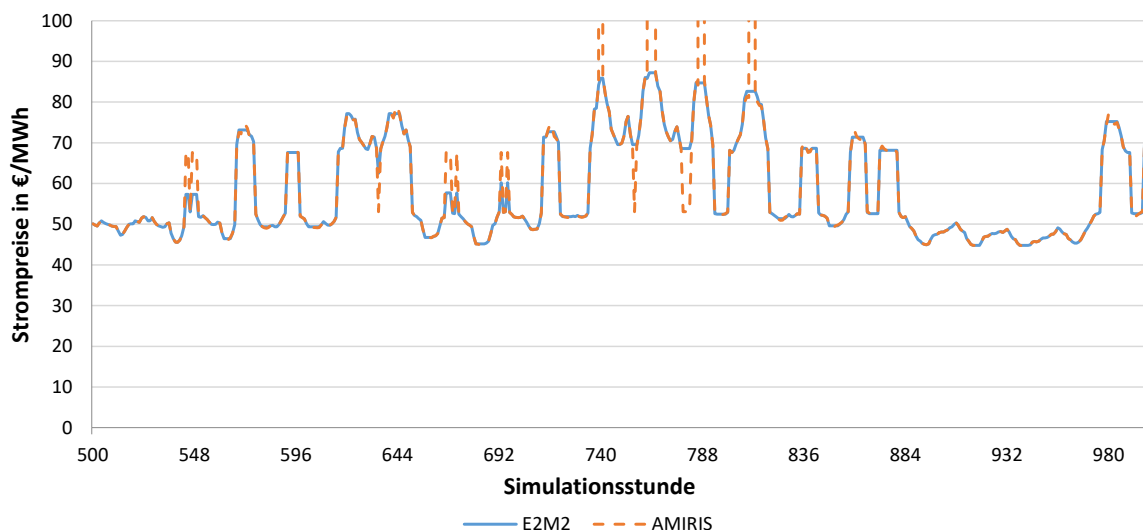


Abbildung 6.4: Strompreise in E2M2 und AMIRIS in den Simulationsstunden 500-1.000 bei „profitmaximierender“-Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Ein Extremfall der Auswirkung dieser Strategie zeigt sich um die Stunden 740; 763, 787 und 811, in denen das System an seiner Kapazitätsgrenze ist. Im systemoptimalen Lauf von E2M2 reichen die Kraftwerks- und Speicherkapazitäten aus, um die Last zu decken. Bei der „profitmaximierenden“ Strategie in AMIRIS hält der Speicherbetreiber künstlich Leistung zurück, so dass es zu Knappheitspreisen und Lastabwurf in AMIRIS kommt. Die Knappheitspreise sind in AMIRIS auf 3000 €/MWh fixiert. Der Speicherbetreiber macht bei 3000 €/MWh jedoch deutlich mehr Gewinn, als wenn er seine komplette zur Verfügung stehende Leistung ausspeichern und damit die Knappheit verhindern würde.

Gut zu erkennen ist die Wirkung der „profitmaximierenden“ Speicherstrategie in den Ausschnittsdarstellungen der Stunden 777-788 in Abbildung 6.5. Der Speicherbetreiber in AMIRIS speichert zunächst weniger ein als der systemoptimale Speicher in E2M2 (Grafik oben links). In der zweiten Hälfte des abgebildeten Ausschnitts speichert er dann weniger aus als der Speicher in E2M2. Dies führt zunächst zu einer geringeren Residuallast (RL) nach Speichereinsatz (Grafik oben rechts). In den Stunden ab 785 führt die zurückgehaltene Spei-

cherleistung dazu, dass die Residuallast nach Speichereinsatz bei 74.404 MW liegt und damit um 4 MW größer ist als die verfügbare Kraftwerksleistung i. H. v. 74.400 MW. In der Folge sind zwar die Strompreise in AMIRIS in der ersten Hälfte des Abschnitts deutlich geringer als in E2M2 (Grafik unten links), da durch die veränderte Residuallast nach Speichereinsatz günstigere Kraftwerke die Last decken könnten, weshalb auch die Systemkosten in den Stunden 777-782 niedriger sind. Ab der Stunde 785 kommt es aber zu Knappheitspreisen und Lastabwurf in AMIRIS. Die Systemkosten liegen in AMIRIS ab diesen Punkt deutlich über denen von E2M2 (Grafik unten rechts).

In der Realität würde jedoch im Falle einer nicht in Deckung gebrachten Angebots- und Nachfragekurve an der Börse zunächst eine neue Auktionsrunde ausgerufen werden, in denen die Bieter die neue Situation in ihren Geboten berücksichtigen können. Erst wenn auch in der zweiten Auktion die Last nicht gedeckt werden könnte, würde der Strom pro-rata zugeteilt, falls nicht der ÜNB die verfügbare aber zurückgehaltene Leistung per Redispatch oder über einen Zwangseinsatz anfordert. Außerdem stünden im Notfall zusätzliche Kraftwerke aus der Netz- und strategischen Reserve zur Verfügung um Systemausfälle zu verhindern. Um die Systemkosten in beiden Modellen trotzdem miteinander vergleichen zu können wird die abgeworfene Last in AMIRIS mit den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks bewertet.

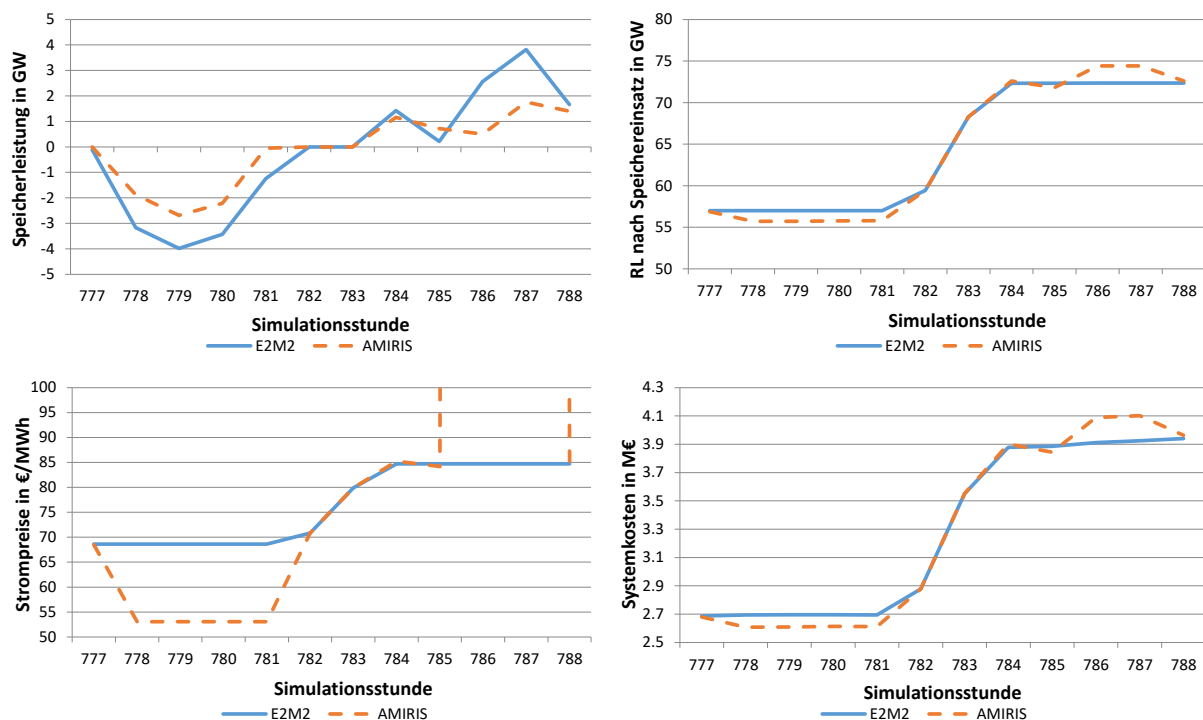


Abbildung 6.5: Vergleich der Speicherleistung, der Residuallast nach Speichereinsatz, der Strompreise und Systemkosten in der Stunde 777-788 bei „profitmaximierender Speicherstrategie in AMIRS im EE-40 %-Szenario

Auswirkung auf EE-Abregelung

Durch den veränderten Speichereinsatz ergibt sich auch ein anderes Verhalten der Modelle bei den abgeregelten EE-Mengen. Wie in Abbildung 6.6 zu sehen, ist die EE-Abregelung mit Ausnahme der Stunde 7.065 in AMIRIS immer höher als in E2M2.

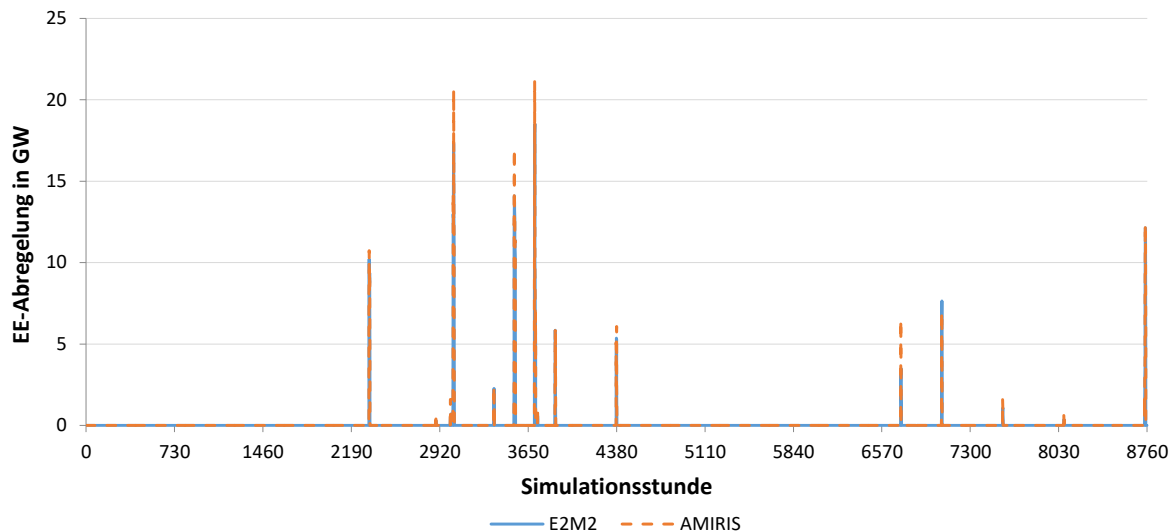


Abbildung 6.6: EE-Abregelung in E2M2 und AMIRIS bei „profitmaximierender“ Speicherstrategie im EE-40 % Szenario

In den meisten Stunden kommt es nur zu einer mengen- und kostenneutralen Verschiebung der EE-Abregelung, wenn im Fall einer Residuallast von null gleiche Preise über mehrere Stunden vorliegen. Wie bereits in der unteren Grafik der Abbildung 6.3 zu sehen war, verhalten sich die Speicher- und die abgeregelte EE-Leistung in beiden Modellen kongruent zueinander. Dennoch ergibt sich über das Jahr eine Differenz bei den abgeregelten EE-Mengen i. H. v. 672 MWh bzw. 0,1 % (E2M2: 591,1 GWh und AMIRIS: 591,8 GWh).

Auswirkung auf Systemkosten

Die Auswirkung der „profitmaximierenden“ Speicherstrategie in AMIRIS auf die Systemkosten¹⁹ sind in Abbildung 6.7 gezeigt. Abgebildet ist der Verlauf der kumulierten Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS – als $\Delta(\text{E2M2-AMIRIS})$ – für das simulierte Jahr. Neben vielen Ausschlägen noch oben und unten, bei denen sich die Kostendifferenz kurzfristig wieder anzugleichen scheint, zeigt sich dennoch ein kontinuierlicher Trend ins Negative, d. h. die Abweichung der Systemkosten in AMIRIS zum Systemoptimum nimmt zu. Der kumulierte Unterschied bei den Systemkosten zwischen E2M2 und AMIRIS beläuft sich auf 600 k€, bei Gesamtsystemkosten von 17,82 Mrd. € in AMIRIS, inklusive Bewertung der abgeworfenen Last mit dem Kosten des letzten Grenzkraftwerks.

¹⁹ Die hier angesprochenen Systemkosten beinhalten in beiden Modellen nur die kurzfristigen Einsatzkosten der Kraftwerke und Anlagen, nicht jedoch die Investitionskosten oder Annuitäten.

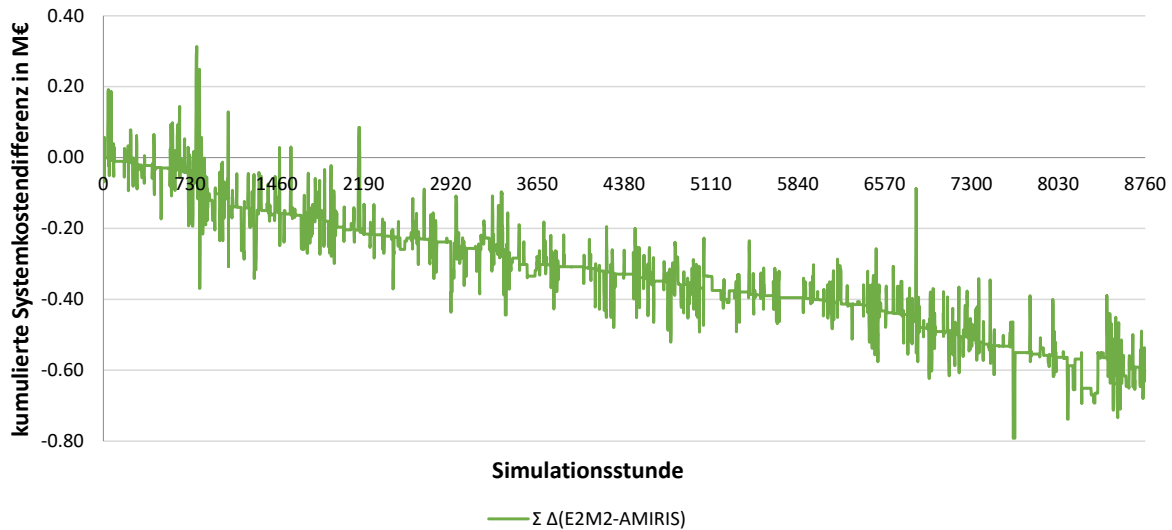


Abbildung 6.7: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie im 40 % EE-Szenario

Zwischenfazit

Der Efficiency-Gap durch das betriebswirtschaftliche Kalkül der Akteure macht bei der Systemkostendifferenz nur 0,03 % aus. Es kann somit festgehalten werden, dass die Strategie der Profitmaximierung den Efficiency-Gap zwar etwas vergrößert, jedoch nicht in einem systemkostenrelevanten Ausmaß, falls die Preisausschläge in Situationen mit Kapazitätsknappheit bei denen Anbieter Kapazität zurückhalten durch entsprechende Maßnahmen, wie z. B. Redispatch oder Reserven gedämpft werden können. Größere Auswirkungen der Strategie zeigen sich hingegen beim Speicherdispatch und den Strompreisen, was wiederum einen relevanten Einfluss auf alle anderen Kraftwerksbetreiber und ihre Refinanzierungsbedingungen haben könnte. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Zurückhaltung von Kapazitäten zur Steigerung der Strompreise i. d. R. den Tatbestand des Missbrauchs von Marktmacht erfüllen und somit kartellrechtlich geahndet werden kann.

6.1.2 Entscheidung unter Unsicherheiten

Mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie basierend auf der Annahme von Börsenpreisen ohne Unsicherheit (perfect foresight)

These

Die „fehlertolerante“ Strategie repräsentiert eine Heuristik für den Speichereinsatz, die ein Speicherbetreiber anwenden kann, wenn er keine vollständige Transparenz bzgl. der Auswirkungen seines eigenen Einsatzverhaltens auf die Strompreise hat. Diese Tatsache beschreibt ein Informationsdefizit, auch wenn die Speicherstrategie auf konkreten am Markt beobachteten Preisen basiert und in dieser Hinsicht eine perfekte Voraussicht gegeben ist. Die Dispatch-Strategie des Speichereinsatzes ist betriebswirtschaftlich orientiert, aufgrund des Informationsdefizits jedoch nicht system- oder betriebswirtschaftlich optimal. Es ergeben sich daher deutliche Abweichungen zum Referenzfall (systemoptimaler Einsatz) beim Speicherdispatch, den resultierenden Strompreisen, der EE-Abregelung sowie den Systemkosten.

Szenariorahmen

Um die Auswirkungen auf den Efficiency-Gap untersuchen zu können, die sich aus diesem Informationsdefizit des Speicherbetreibers bei der Einsatzplanung ergeben, wird eine Speichereinheit mit 7,3 GW und einem Energie-/Leistungsverhältnis (E2P) von 2 eingeführt. Die Simulation der Einsatzplanung in AMIRIS erfolgt unter „fehlertoleranter“ Speicherstrategie (vgl. Abschnitt 4.3.4). Alle anderen Modellparameter und Inputdaten bleiben im Vergleich zum Referenzszenario gleich. In Tabelle 6.3 sind die wichtigsten Parameter dieses Vergleichs laufs zwischen E2M2 und AMIRIS zusammengefasst.

CO ₂ - Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,3 GW	14,5 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	31,10 - 45,65	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-

Tabelle 6.3: Szenariorahmen und Kraftwerksparameter für das 40 % EE-Szenario mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie

Auswirkung auf Speicherdispatch

Die Einsatzplanung in der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie erfolgt heuristisch anhand einer Spotmarkt Preisprognose (SPP) mit perfekter Voraussicht im vorgegebenen Voraussichtintervall (d. h. die Preise entsprechen den am Markt später beobachteten Spotmarktpreisen), das hier 24 Stunden entspricht (siehe Abschnitt 4.3.4).

Der Einfluss dieser Speichereinsatzstrategie auf die Differenz der eingesetzten Speicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS ist in Abbildung 6.8 dargestellt. Wie in dieser Abbildung veranschaulicht ist, entspricht die maximale Abweichung bei der eingesetzten Speicherleistung zwischen beiden Modellen etwa 8 GW²⁰. Die Jahressumme der eingespeicherten Energie nach Abzug der bei der Beladung entstehenden Verluste beträgt 2.113 GWh in E2M2 und 502 GWh in AMIRIS. Der Speicher in AMIRIS wird mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie somit deutlich weniger eingesetzt als in E2M2 unter systemoptimalem Betrieb und die Residuallast wird in AMIRIS demzufolge weniger stark geglättet, wie in Abbildung 6.9 zu sehen ist. Diese identifizierten Unterschiede beim Speicherdispatch sind auf ein Informationsdefizit des Speicherbetreibers bei der Einsatzplanung zurückzuführen und können – da anderen Grenzkraftwerke als im harmonisierten Referenzfall zum Einsatz kommen - daher nicht als „kostenneutral“ klassifiziert werden.

²⁰ Im Projekt wurde die maximale Ein- und Ausspeicherleistung ohne Wirkungsgrade als identisch angenommen. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade ergeben sich daher um den Wirkungsgrad erhöhte bzw. gesenkte maximale Ein- bzw. Ausspeicherleistungen.

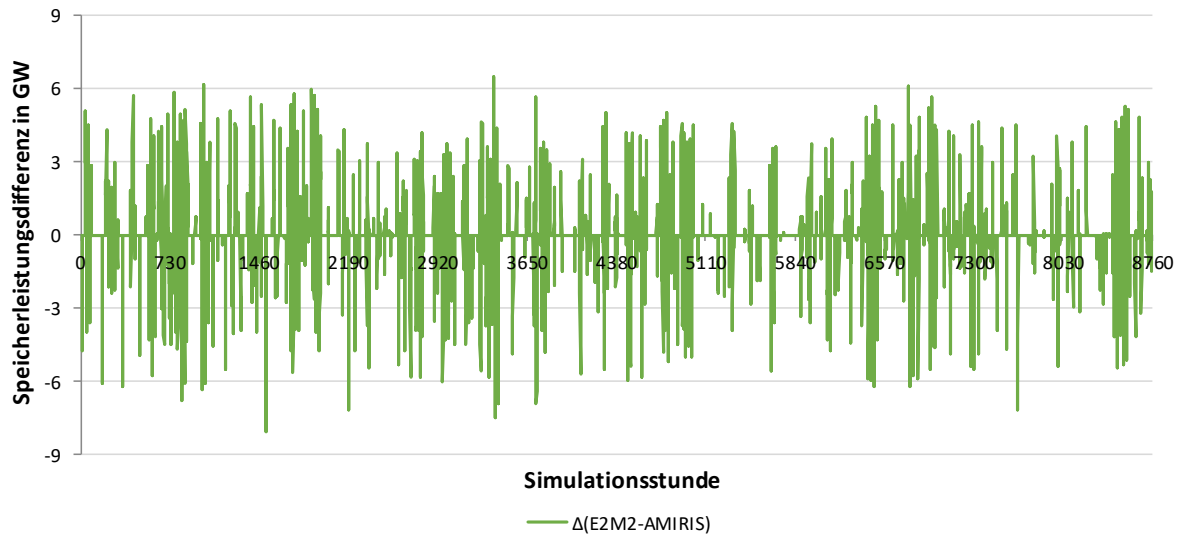


Abbildung 6.8: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

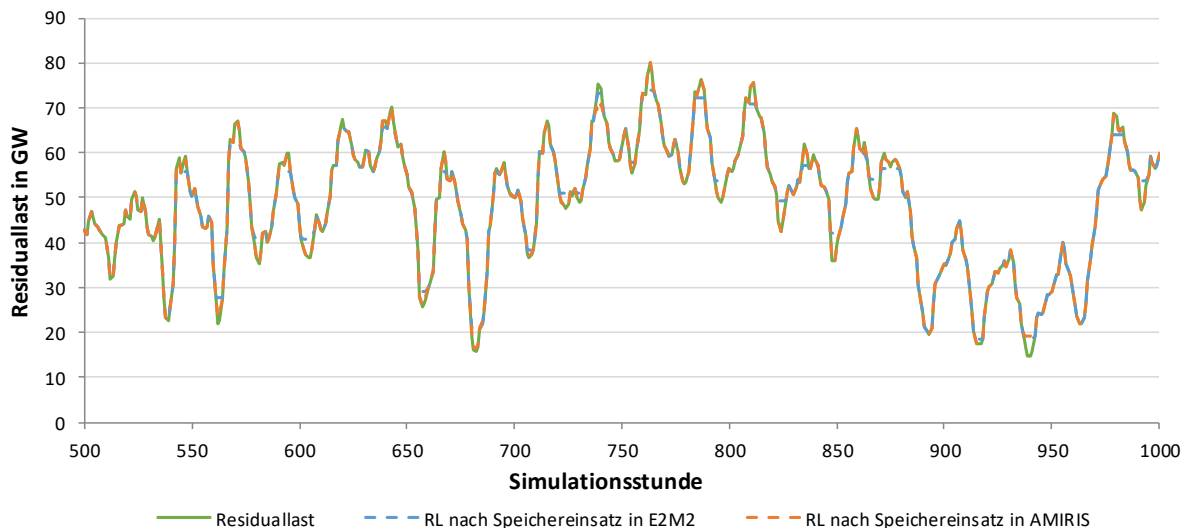


Abbildung 6.9: Residuallast in E2M2 und AMIRIS vor und nach dem Speichereinsatz mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Strompreise

Die „fehlertolerante“ Speicherstrategie hat die in Abbildung 6.10 gezeigten Auswirkungen auf die Strompreise. Der Grund für diesen Effekt liegt in der unterschiedlichen Weise, in der die Residuallast in E2M2 und AMIRIS durch den unterschiedlichen Speichereinsatz geglättet wird. Außerdem entstehen in AMIRIS um die Stunden 760 bis 820 sowie 8.440 Knappheitspreise. Die verfügbare Leistung aus erneuerbaren Energiequellen sowie aus konventionellen Kraftwerken und Energiespeicher reicht in AMIRIS in solchen Stunden nicht aus, um den Strombedarf decken zu können, wodurch Last abgeworfen werden muss.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

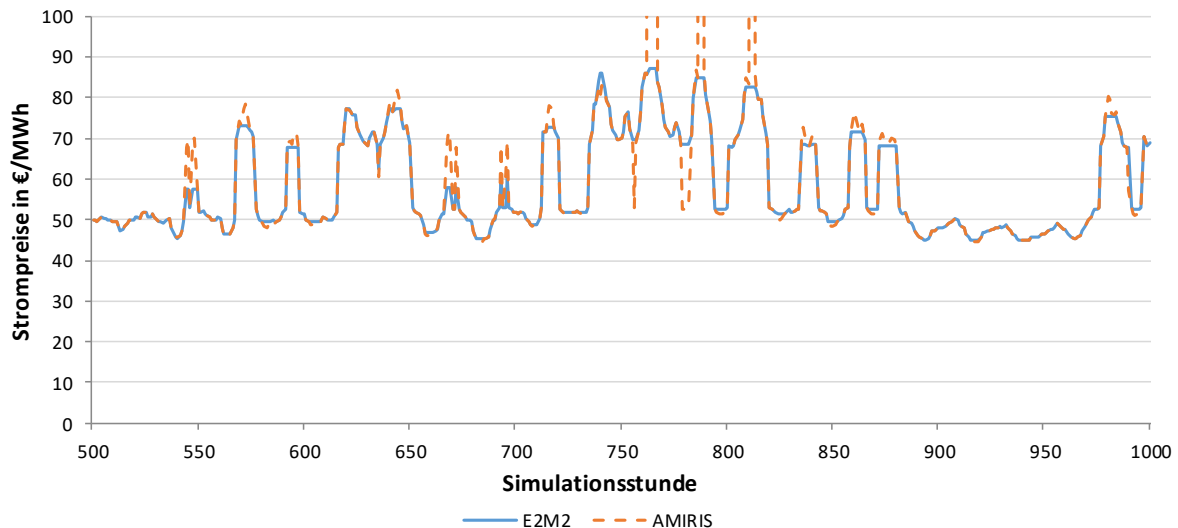


Abbildung 6.10: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1000 im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf EE-Abregelung

Die EE-Abregeldifferenzen zwischen E2M2 und AMIRIS nehmen mit der „fehlertoleranten“ Speichereinsatzstrategie im Vergleich zum systemoptimalen Speicherbetrieb deutlich zu (siehe Abbildung 6.11). Die Jahressumme der abgeregelten Energiemengen in AMIRIS und E2M2 betragen 755,5 GWh bzw. 591 GWh, was einer Steigerung um 28 % im Agentenmodell entspricht.

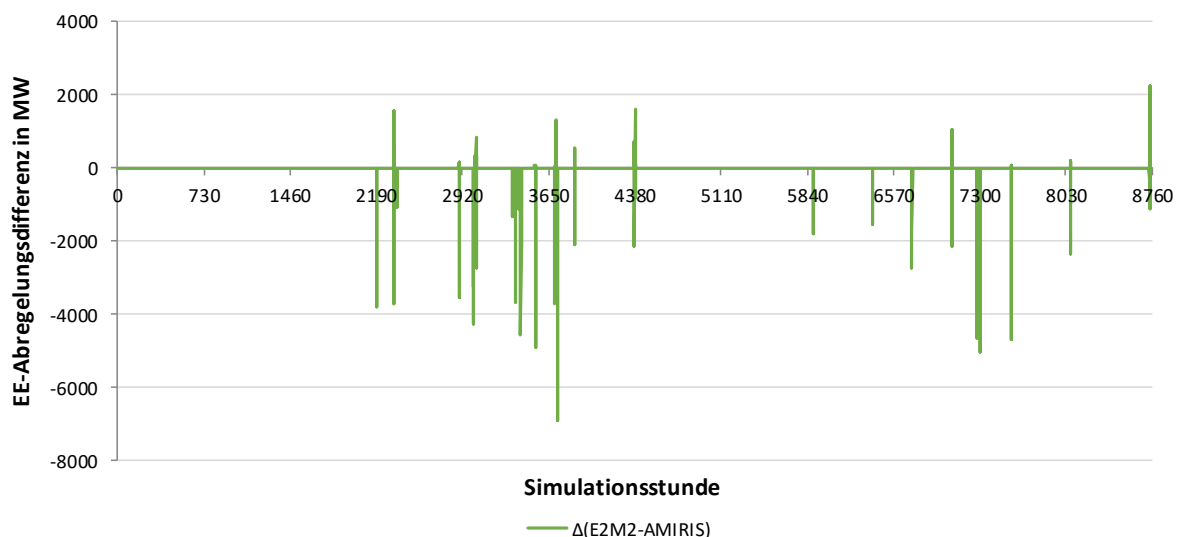


Abbildung 6.11: EE-Abregeldifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Systemkosten

Bei den Systemkosten nimmt die Differenz beim Efficiency-Gap im Vergleich zum Lauf mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie deutlich von 1,7 k€ auf 19 Mio. € zu. Diese Kostenabweichung entspricht einem Kostenanstieg von 0,11 % zwischen E2M2 und AMIRIS,

bei Gesamtsystemkosten von 17,82 Mrd. € in E2M2 und 17,84 Mrd. € in AMIRIS. Zur Berechnung der Systemkosten wurde die in AMIRIS abgeworfene Last mit den Grenzkosten des letzten existierenden Kraftwerks bewertet. Die entsprechenden Kosten der Last, die im AMIRIS-Lauf nicht gedeckt werden konnte, betragen insgesamt etwa 1,6 Mio. €. Die kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario ist in Abbildung 6.12 veranschaulicht.

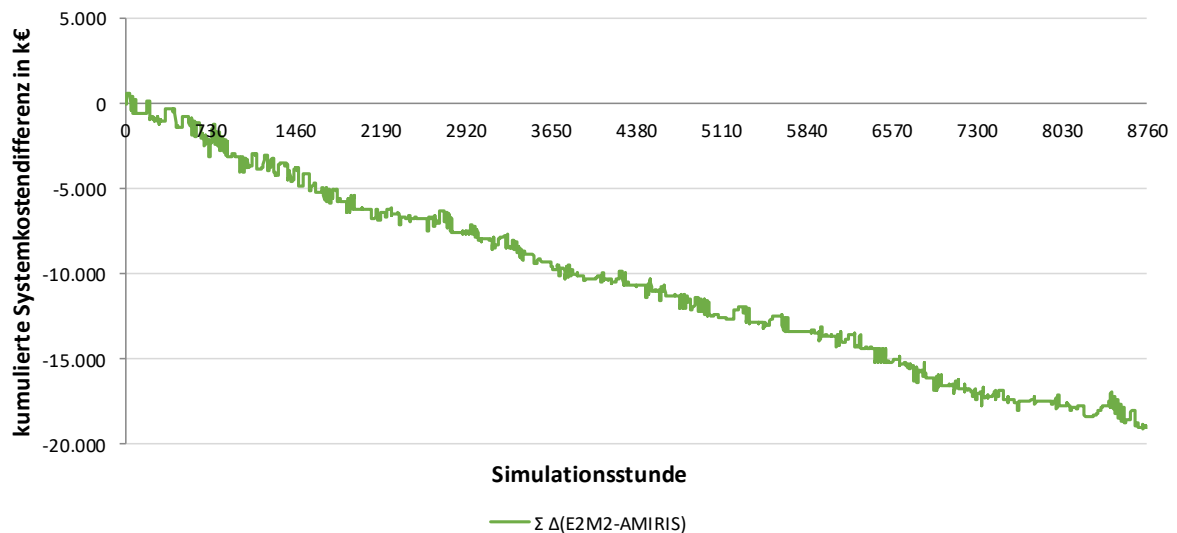


Abbildung 6.12: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Bei der ausschnitthaften Betrachtung der Stunden 776 bis 789 in Abbildung 6.13 zeigt sich bei der Speicherleistung (oben links), dass der Speicher in AMIRIS über den gesamten Zeitraum nicht eingesetzt wird. Dadurch ergeben sich auch deutliche Abweichungen bei der Residuallast nach Speichereinsatz (oben rechts) und den Strompreisen (unten links). In den Stunden, in denen in AMIRIS nicht eingespeichert wird, sind die Systemkosten (unten rechts) zunächst entsprechend niedriger. Jedoch entstehen höhere Systemkosten in AMIRIS im Vergleich zu E2M2 ab der Stunde 783, wenn in E2M2 im Gegensatz zu in AMIRIS eine Ausspeicherung erfolgt.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

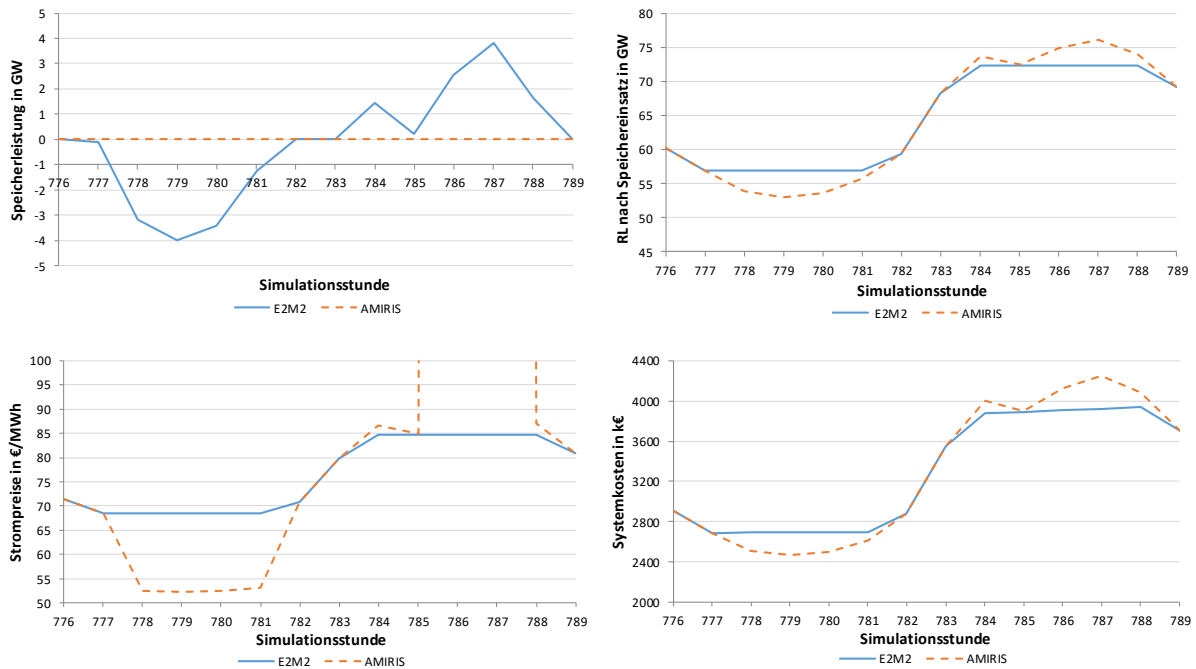


Abbildung 6.13: Vergleich der Speicherleistung (oben links), der Residuallast nach Speichereinsatz (oben rechts), der Strompreise (unten links) und der Systemkosten (unten rechts) in der Stunde 776 bis 789 mit einem Speicherbetreiber und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario

Zwischenfazit

Der Efficiency-Gap wird beim Vorliegen von Informationsdefiziten des Speicherbetreibers über die Auswirkung seines eigenen Speichereinsatzverhaltens auf die Strompreise vergrößert. Die aufgrund dieses Effekts resultierende Systemkostendifferenz zwischen beiden Modellen beträgt rund 0,11 %. Die fehlertolerante Speicherstrategie führt zudem zu einer etwa viermal geringeren Nutzung des Speichers im Vergleich zum systemoptimalen Einsatz. Auch bei der EE-Abregelung und den Strompreisen ergeben sich große Unterschiede zwischen E2M2 und AMIRIS.

Mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie basierend auf der Annahme von Börsenpreisen ohne Unsicherheit (perfect foresight)

These

Die „fehlertolerante“ Strategie repräsentiert eine Heuristik für den Speichereinsatz, die ein Speicherbetreiber anwenden kann, wenn er Informationsdefizite bezüglich der Auswirkung seines eigenen Speicherverhaltens auf die Strompreise hat. Dieses Informationsdefizit ist auch dann vorhanden, wenn unterstellt wird, dass für die Marktpreise ein perfect foresight vorhanden ist und damit vollständige Transparenz herrscht (die SPP weist keine Unsicherheiten auf). Die Dispatch-Strategie des Speichereinsatzes ist betriebswirtschaftlich orientiert, jedoch nicht so system- oder betriebswirtschaftlich optimal, wie wenn vollständige Information vorliegen würde.

Je höher die Anzahl der konkurrierenden Speicher-Agenten im System ist, desto deutlicher sind die Abweichungen beim Speicherdispatch, den resultierenden Strompreisen, der EE-Abregelung sowie den Systemkosten.

Szenariorahmen

Um die Auswirkungen auf den Efficiency-Gap untersuchen zu können, die sich aus diesem Informationsdefizit der Speicherbetreiber bei der Einsatzplanung ergeben, werden zwei Speichereinheiten, einmal mit 5,4 GW und einem E2P von 2 und einmal mit 1,5 GW und einem E2P von 4 initialisiert. Die Simulation der Einsatzplanung in AMIRIS erfolgt gemäß der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie (vgl. Abschnitt 4.3.4). In Tabelle 6.4 sind die wichtigsten Parameter dieser Vergleichsläufe zwischen E2M2 und AMIRIS zusammengefasst.

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Zwei Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,4 GW	5,4 GW 1,5 GW	10,9 GWh 6,0 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	31,12 - 45,68	43,79 - 53,09	67,64 - 87,49	-	-

Tabelle 6.4: Szenariorahmen und Kraftwerksparameter für das 40 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie

Auswirkung auf Speicherdispatch

Der Einfluss der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie mit zwei Speicherbetreibern auf die Speicherleistungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS ist in Abbildung 6.14 dargestellt.

Wie in dieser Abbildung veranschaulicht ist, erreichen die Unterschiede bei der Speicherleistung zwischen beiden Modellen etwa 8 GW, genau wie unter Berücksichtigung eines einzelnen Speicherbetreibers. Die Jahressumme der eingespeicherten Energie nach Abzug der bei der Beladung entstehenden Verluste beträgt 1.540 GWh in E2M2 und 568 GWh in AMIRIS. Die Speicher in AMIRIS werden somit bei „fehlertoleranter“ Speicherstrategie deutlich weniger eingesetzt als in E2M2 unter systemoptimalem Betrieb. Die Residuallast in AMIRIS wird daher weniger geglättet als in E2M2, was eine Auswirkung auf die Strompreise zur Folge hat. Der Grund für diesen Effekt liegt in der Unsicherheit der Speicherbetreiber in AMIRIS über die Auswirkung ihres eigenen Speicherverhaltens und die ihrer Wettbewerber auf die Strompreise (Informationsdefizit).

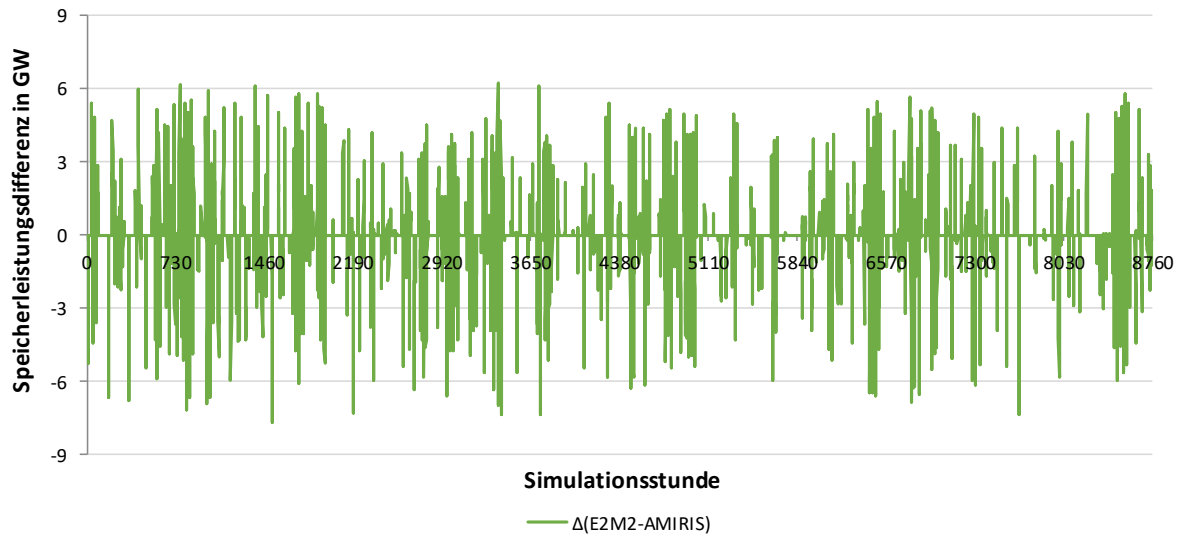


Abbildung 6.14: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Strompreise

Die unterschiedliche Weise, in der die Residuallast in E2M2 und AMIRIS geglättet wird, verursacht große Abweichungen bei den Strompreisen, wie in Abbildung 6.15 gezeigt wird.

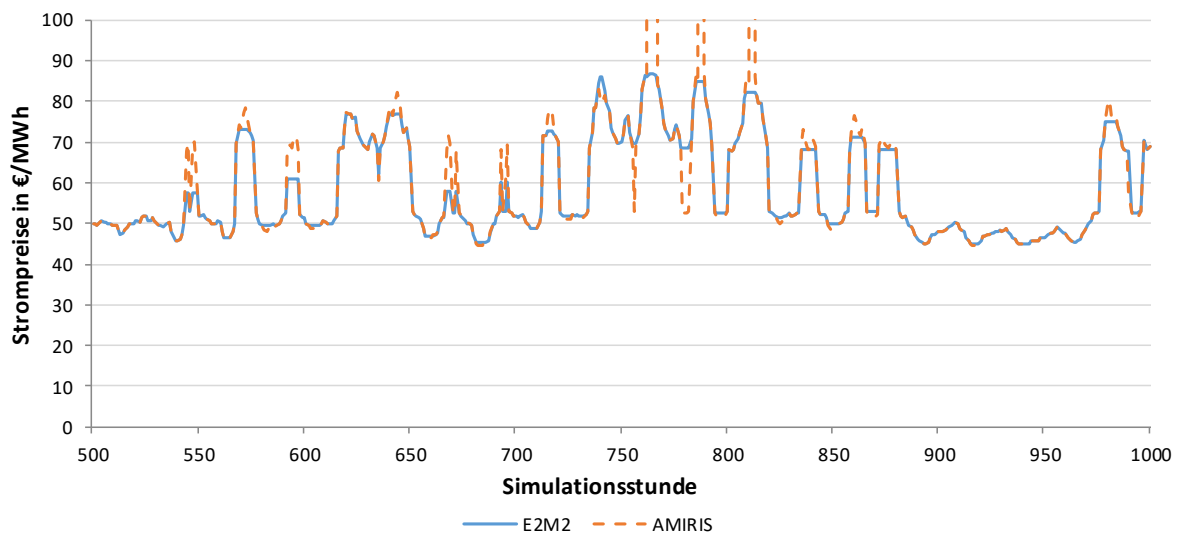


Abbildung 6.15: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1000 im EE 40 %-Szenario

Außerdem entstehen in AMIRIS um die Stunden 760 bis 820 sowie 8.440 Knappheitspreise. Die verfügbare Leistung in AMIRIS aus erneuerbaren Energiequellen sowie aus konventionellen Kraftwerken und Energiespeicher reicht in solchen Stunden nicht aus, um den Strombedarf decken zu können. Somit muss Last abgeworfen werden.

Auswirkung auf EE-Abregelung

Die EE-Abregeldifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS ist in Abbildung 6.16 dargestellt. Die Jahressumme der abgeregelten Energiemenge in AMIRIS ist deutlich größer als in E2M2 und beträgt jeweils 736 GWh bzw. 557 GWh, was einer Steigerung um 32 % entspricht.

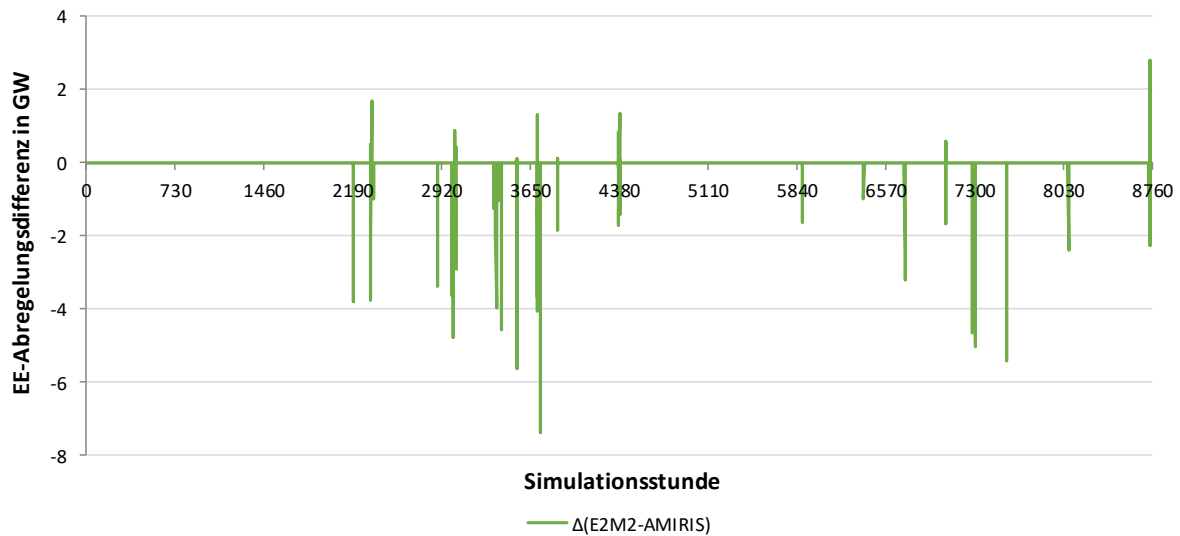


Abbildung 6.16: EE-Abregeldifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Systemkosten

Bei den Systemkosten nimmt die Differenz beim Efficiency-Gap im Vergleich zum Lauf mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und einem Speicherbetreiber leicht von 19 Mio. € auf 21 Mio. € zu. Diese Kostenabweichung entspricht einem Kostenanstieg von 0,12 % zwischen E2M2 und AMIRIS bei Gesamtsystemkosten von 17,82 Mrd. € in E2M2 und 17,84 Mrd. € in AMIRIS inklusive Bewertung der abgeworfenen Last mit dem Kosten des letzten Grenzkraftwerks. Die entsprechenden Kosten der Last, die im AMIRIS-Lauf nicht gedeckt werden konnte, betragen insgesamt etwa 1,7 Mio. €. Die kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario ist in Abbildung 6.17 veranschaulicht.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

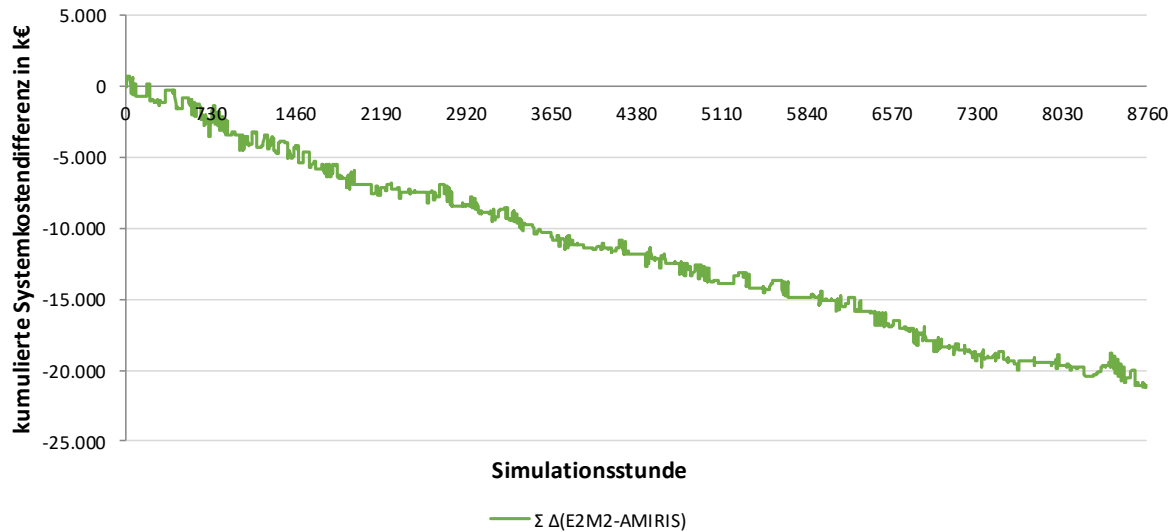


Abbildung 6.17: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 40 %-Szenario

Zwischenfazit

Der Efficiency-Gap wird durch Unsicherheiten des Speicherbetreibers über die Auswirkung seines eigenen Speicherverhaltens und die seiner Konkurrenten auf die Strompreise vergrößert (Informationsdefizit). Die aufgrund dieses Effekts resultierende Systemkostendifferenz zwischen beiden Modellen beträgt 0,12 % und ist somit geringfügig größer (+ 0,01%) als mit nur einem einzelnen Speicheragenten (vgl. vorangegangene Analyse oben). Während der Einsatz der Speicher im Agentenmodell in Summe dem eines einzelnen Speicheragenten entspricht, reduziert sich der Einsatz im Optimierungsmodell bei zwei verwendeten Speichern. Die Differenz des Speicherdispatches reduziert sich in diesem Szenario also etwas. Bezüglich der EE-Abregelung und den Strompreisen ergeben sich große Unterschiede zwischen E2M2 und AMIRIS.

Mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken

These

Die „fehlertolerante“ Strategie repräsentiert eine Heuristik für den Speichereinsatz, die ein Speicherbetreiber anwenden kann, wenn Unsicherheit über die Auswirkung seines eigenen Speicherverhaltens auf die Strompreise vorherrscht. Zusätzlich zu dieser Unsicherheit werden Unsicherheiten zwischen der SPP und den tatsächlich auftretenden Preisen unterstellt. Durch dieses multiple Informationsdefizit werden deutliche Abweichungen beim Speicherdispatch, den resultierenden Strompreisen, der EE-Abregelung sowie den Systemkosten im Vergleich zum Referenzfall erwartet.

Szenariorahmen

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Zwei Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,4 GW	5,4 GW 1,5 GW	10,9 GWh 6,0 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	31,10 - 45,65	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-

Tabelle 6.5: Szenariorahmen und Kraftwerksparameter für das 40 % EE-Szenario

Um die Auswirkungen auf den Efficiency-Gap untersuchen zu können, die sich aus multiplen Informationsdefiziten bei der Speichereinsatzplanung ergeben, werden für die Analysen in AMIRIS zwei Speicherbetreiber, einmal mit 5,4 GW und einem E2P von 2 und einmal mit 1,5 GW und einem E2P von 4 abgebildet. Beide verwenden jeweils die „fehlertolerante“ Speicherstrategie (vgl. Abschnitt 4.3.4.).

Auswirkung auf Speicherdispatch

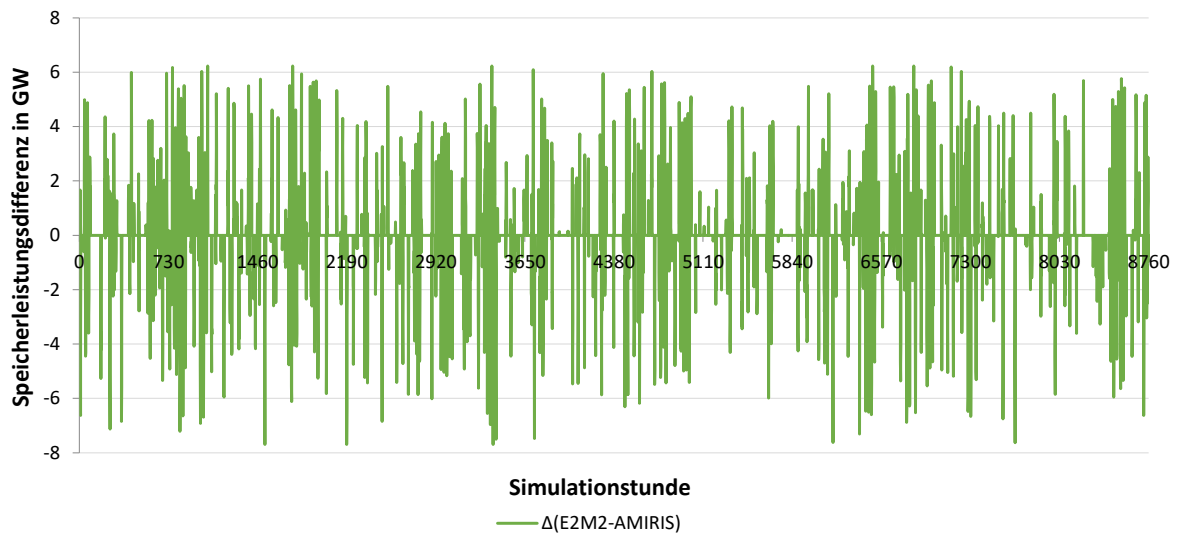


Abbildung 6.18: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario

In Abbildung 6.18 zeigt sich die Auswirkung dieser Strategie als Leistungsdifferenz der Summe der zwei eingesetzten Speicher zwischen E2M2 und AMIRIS. Über das gesamte Jahr treten deutliche Abweichungen von bis zu +6 GW und -8 GW auf. Auch sind die Abweichungen beim Dispatch nicht mehr wie noch bei der „profitmaximierenden“ Strategie überwiegend systemkostenneutrale Verschiebungen der ein- und ausgespeicherten Strommengen bei gleichen Preisen, sondern der Speicher wird in AMIRIS nun deutlich weniger eingesetzt als technisch möglich. Während in E2M2 über das Jahr betrachtet 2.372 GWh eingespeichert werden, speichern die beiden Betreiber in AMIRIS 621 GWh ein bzw. aus.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

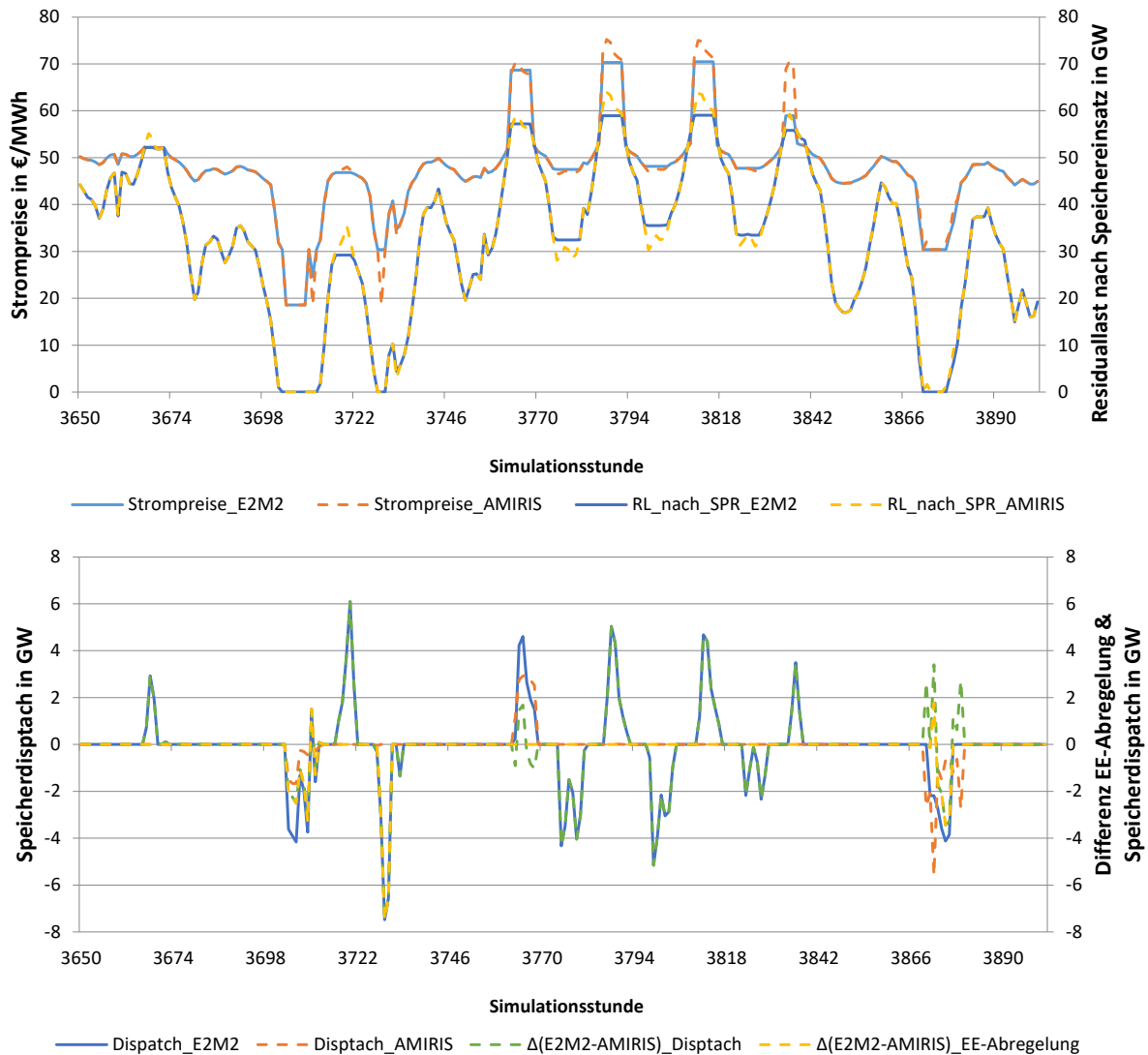


Abbildung 6.19: Strompreise zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS sowie die Differenz bei der EE-Abregelung (unten) bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario

Das reduzierte Speichereinsatzverhalten ist auch gut in der unteren Grafik der Abbildung 6.19 veranschaulicht. Während der systemkostenoptimale Speichereinsatz in E2M2 bei jeder Residuallastdifferenz die Preiskurve optimal glättet (vgl. obere Grafik), werden die beiden Speicher in AMIRIS nur noch in den Stunden 3.703-3.712, 3.762-3.767 und 3.869-3.879 eingesetzt. Trotz größerer Residuallastgradienten zwischen den Stunden 3.770-3.842 kommen die Speicher in AMIRIS nicht zum Einsatz. Das mag an der fehlerbehafteten SPP liegen, bei der die Differenz zwischen prognostiziertem Preis der SPP und prognostiziertem Median inklusive Sicherheitsmarge nicht ausreicht um einen Speichervorgang zu initiieren. So zeigen sich auch für diesen Zeitraum in der oberen Grafik der Abbildung 6.19 bei der Residuallast nach Speichereinsatz und somit auch den Strompreisen deutliche Unterschiede zwischen den Modellen.

Auswirkung auf Strompreise

Deutliche Abweichungen bei den Strompreisen zeigen sich auch im Abbildung 6.20 dargestellten Ausschnitt der Stunden 500-1.000. Und auch wie schon bei der „profitmaximierenden“ Strategie (vgl. Abschnitt 6.1.1) kommt es im AMIRIS-Lauf um die Stunden 760-820 (und nicht abgebildet auch um die Stunden 1.051, 6.830 und 8.450) zu Knappheitspreisen und Lastabwurf.

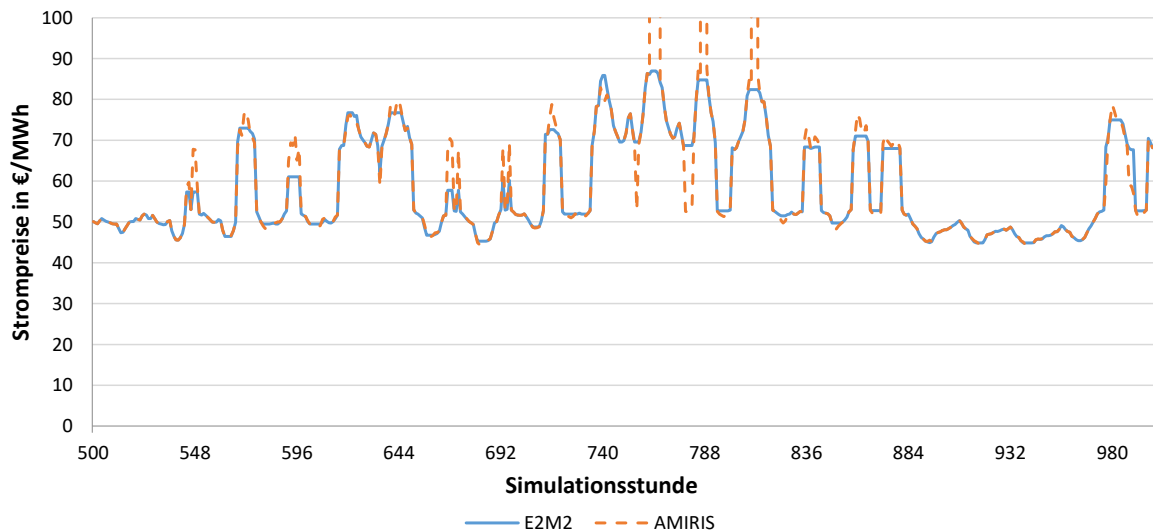


Abbildung 6.20: Strompreise in E2M2 und AMIRIS in den Simulationsstunden 500-1.000 bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario

Auch bei der ausschnitthaften Betrachtung der Stunden 777-788 in Abbildung 6.21 zeigt sich bei der Speicherleistung in der oberen linken Grafik, dass die Speicher in AMIRIS über den gesamten Zeitraum nicht zum Einsatz kommen. Dadurch ergeben sich auch nochmal deutlichere Abweichung bei der Residuallast nach Speichereinsatz (oben rechts) und den Strompreisen (unten links). In den Stunden, in denen in AMIRIS nicht eingespeichert wird, sind die Systemkosten zunächst entsprechend niedriger. Den Einsparungen bei den Systemkosten in den Stunden 777-782 i. H. v. 764.000 € stehen jedoch höhere Systemkosten in den Stunden 783-788 i. H. v. 895.000 € gegenüber.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

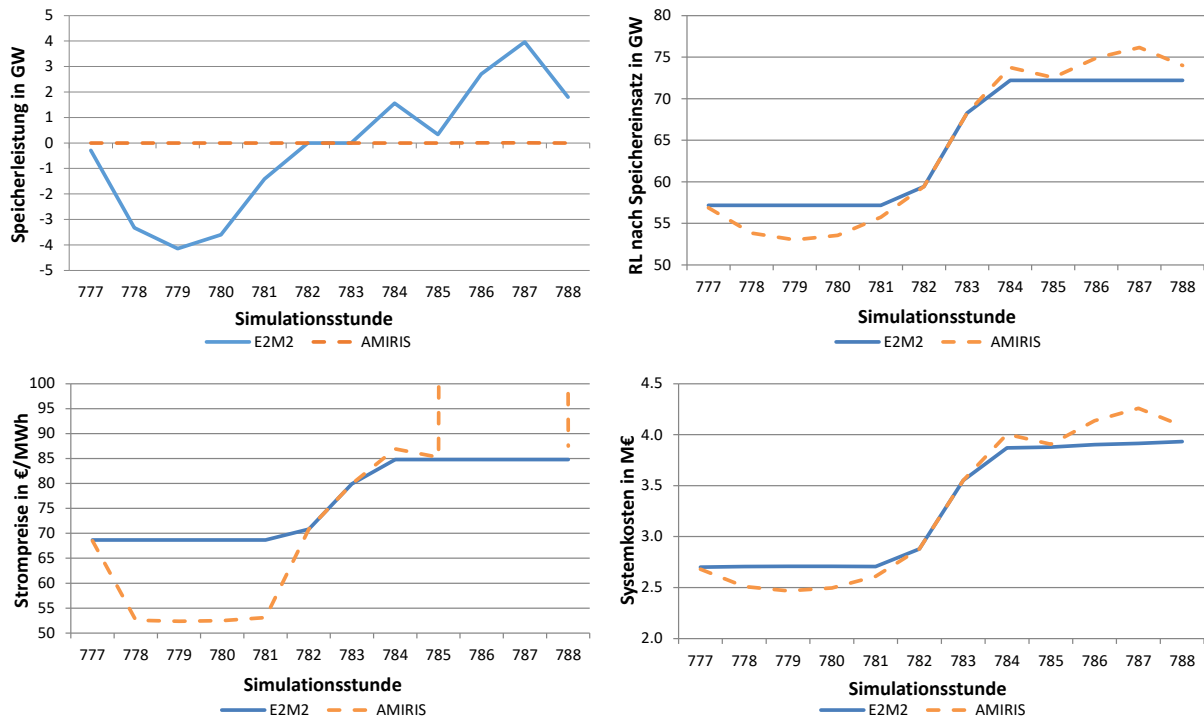


Abbildung 6.21: Vergleich der Speicherleistung, der Residuallast nach Speichereinsatz, der Strompreise und Systemkosten in der Stunde 777-788 bei „profitmaximierender Speicherstrategie in AMIRS im EE-40 %-Szenario

Auswirkung auf EE-Abregelung

Auch auf die EE-Abregelung hat der Einsatz von zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken einen negativen Einfluss. Hatten sich die abgeregelten EE-Strommengen bei „systemkostenminimierender“ oder „profitmaximierender“ Strategie im überwiegenden Teil der Fälle nur zeitlich verschoben, sieht man nun in Abbildung 6.22, dass die EE-Abregelungsdifferenz deutlich ins Negative geht. Insgesamt werden im Lauf von E2M2 wie schon zuvor gezeigt 557 GWh an EE-Strom abgeregelt, während bei AMIRIS nun 802 GWh vom Netz genommen werden; eine Steigerung um 44 %.

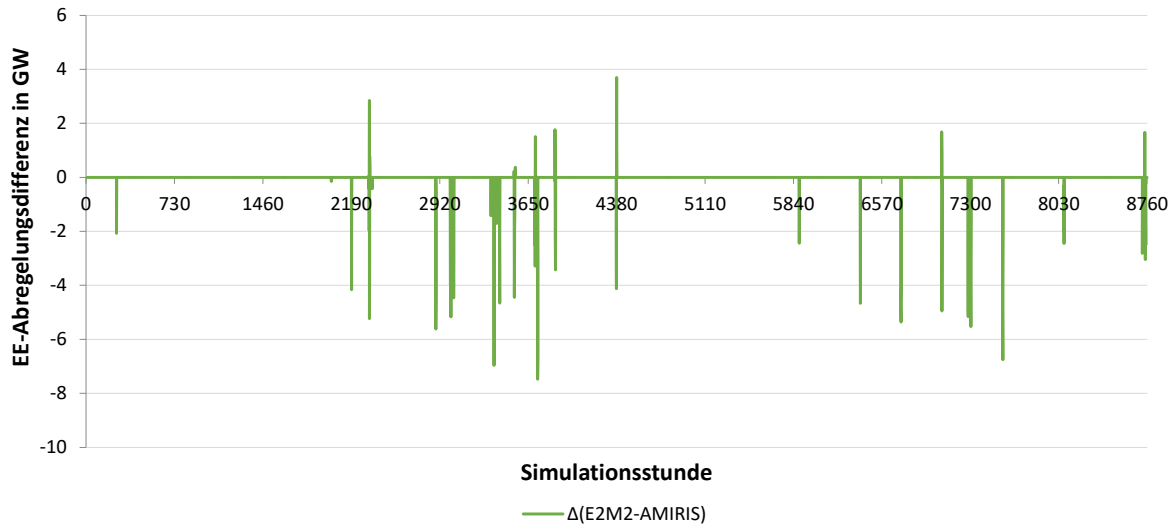


Abbildung 6.22: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS bei zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Systemkosten

Bei den Systemkosten nimmt die Differenz beim Efficiency-Gap im Vergleich zum Lauf mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie noch einmal leicht von 21,1 Mio. € auf 22,7 Mio. € zu. Ansonsten weist die Systemkostendifferenz in Abbildung 6.23 keine großen Unterschiede im Vergleich zum Lauf ohne Berücksichtigung von Preisrisiken bei den Speicherbetreibern auf.

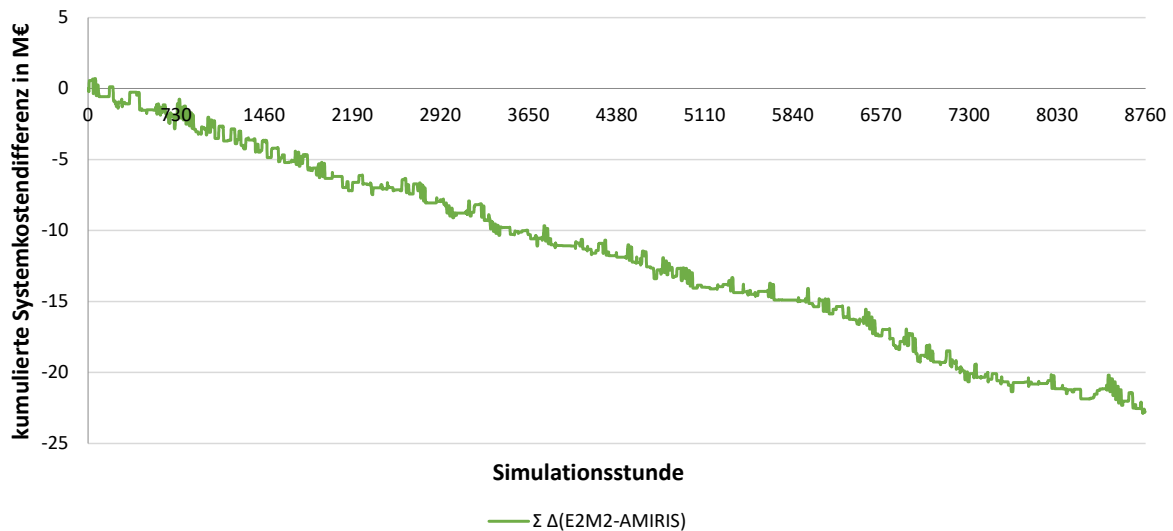


Abbildung 6.23: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und zwei Speicherbetreibern und Berücksichtigung von Preisrisiken

Zwischenfazit

Bei den Untersuchungen zur Entscheidung unter Unsicherheit hat sich gezeigt, dass die Güte der Speicherstrategie einen entscheidenden Einfluss auf die Systemkostendifferenz beider Modelle hat. Die Heuristik der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie kann zwar mit der preisbe-

einflussenden Wettbewerbssituation durch anderen Speicherbetreiber gut umgehen, führt aber gleichzeitig zu einem deutlich ineffizienteren Speicherdispatch und zu einer Systemkostenerhöhung von 19 Mio. €. Die zusätzliche Einführung eines zweiten Speicherbetreibers sorgt für eine Erhöhung des Efficiency-Gaps um 2 Mio. € und die Berücksichtigung der Preisrisiken um weitere 1,6 Mio. €.

6.1.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie und variabler Marktprämie für EE-Anlagen

These

Im Vergleich zum Referenzfall, in dem die Anlagenbetreiber keine Zuschüsse oder Prämien erhalten haben, wird die in diesem Lauf eingeführte variable Marktprämie das Dispatch-Verhalten der EE-Anlagenbetreiber beeinflussen. Denn die Prämie pro erzeugter MWh erhöht die Opportunitätskosten der Abregelung und verändert damit das Gebotsverhalten bei niedrigen oder negativen Preisen bei der Vermarktung an der Strombörse. Durch die Verschiebung der Gebotslegung und damit der Einsatzreihenfolge der erneuerbaren und konventionellen Kraftwerke, verringert sich die abgeregelte EE-Menge. Daraus resultieren wiederum andere Strompreise, ein anderer Speicherdispatch und eine Erhöhung der Systemkosten.

Szenariorahmen

Um den Effekt der variablen Marktprämie auf den Efficiency-Gap untersuchen zu können, wurde die Zusammensetzung der Kraftwerke und ihrer installierten Kapazitäten, die sich aus dem Optimierungslauf mit E2M2 für das 40 % EE-Szenario ergeben haben, nachträglich angepasst. Ursächlich hierfür war, dass die gewählten Grenzkosten für das günstigste Braunkohlekraftwerk i. H. v. 31,10 €/MWh über denen der teuersten EE-Anlage (Offshore-Wind i. H. v. 30,40 €/MWh; vgl. Tabelle 6.2 in Abschnitt 6.1.1) lagen. In dieser Konstellation wird durch eine Absenkung der Gebotspreise der EE-Anlagen bei aktiver Marktprämie keine Veränderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Merit-Order bewirkt. Daher würden sich die Systemkosten auch bei Geboten unter Berücksichtigung der Marktprämie nicht verändern.

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	Nuklear	BKW	GuD	GT	Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	8 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,3 GW	14,5 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	10,67 - 13,94	26,65 - 38,98	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-

Tabelle 6.6: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit variabler Marktprämie

Erst wenn die Gebote von EE-Anlagen unter Berücksichtigung der Marktprämie unterhalb derer von günstigeren thermischen Kraftwerken liegen, und diese hierdurch aus dem Markt

drängen, tritt eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes und damit der Systemkosten ein. Dieser Effekt tritt in der heutigen Kraftwerksrealität durchaus auf, da zumindest noch bis 2022 Kernkraftwerke mit sehr günstigen Grenzkosten und weitere thermische ‚Must-Run‘-Kapazitäten (KWK) i. H. v. schätzungsweise 20 GW im System sind (Consentec 2016), bei denen Strom unterhalb der eigentlichen Grenzkosten produziert wird.

Auch die sich aus den ursprünglich getroffen Kostenannahmen für Braunkohle ergebenden Grenzkosten i. H. v. 31,10 €/MWh erscheinen relativ hoch. Diese Kosten setzen sich aus den Kosten für Brennstoff und CO₂-Zertifikate zusammen. Durch den Anstieg der CO₂-Preise lag der Preis seit Oktober 2018 dauerhaft über 15 €/tCO₂. Dies passt damit sehr gut zu dem sich ergebenden Preis von 22,68 €/tCO₂ aus der Optimierungsrechnung. Um die Grenzkosten für Braunkohle „künstlich“ zu senken, wurde für die Simulation mit AMIRIS daher nicht der CO₂-Preis gesenkt, sondern die Brennstoffpreise für Braunkohle von 4 auf 2 €/MWh_{th} verringert. Da es sich bei diesen Kosten um variable Erzeugungskosten handelt, lässt sich dieser niedrige variable Anteil mit Blick auf die häufig vorhandenen Take-or-Pay-Verträge beim Brennstoffbezug der Braunkohlekraftwerke rechtfertigen. Zusätzlich wurden 8 GW Kernkraftwerke mit sehr niedrigen Grenzkosten zwischen 10 €/MWh und 15 €/MWh in der Simulation berücksichtigt. Diese Grenzkosten liegen unterhalb derer von offshore und onshore Windkraftwerken. Durch diese Konfiguration des Kraftwerksparks kann eine Verschiebung EE-Anlagen innerhalb der Merit-Order Reihenfolge durch die Marktprämie erwirkt und analysiert werden.

Da mit verändertem thermischem Kraftwerkspark kein Referenzlauf mit E2M2 vorliegt, muss der Marktprämien-Effekt mit zwei AMIRIS-Simulationen quantifiziert werden. Dies ist insofern unproblematisch, als dass auch mit der „systemkostenminimierenden“ Speicherstrategie in AMIRIS die systemoptimalen Ergebnisse aus E2M2 fast perfekt rekonstruiert werden konnten (vgl. Abschnitt 5.4). Bei der Harmonisierung mit „systemkostenminimierendem“ Speichereinsatz im 40 % EE-Szenario gab es lediglich eine Systemkostenabweichung i. H. v. 1.722 € über das gesamte Jahr bzw. $9,5 \times 10^{-7} \%$ bezogen auf die Gesamtsystemkosten. Im Folgenden wird deshalb eine AMIRIS Simulation mit dem oben beschriebenen veränderten Kraftwerkspark und „systemkostenminimierender“-Speicherstrategie ohne Marktprämie mit einem AMIRIS Lauf verglichen, bei der die variable Marktprämie aktiviert wird.

Auswirkung auf Speicherdispatch

Wie in Abbildung 6.24 zu erkennen, gibt es bei aktivierter variabler Marktprämie teilweise große Unterschiede beim Speicherdispatch im Vergleich zu einem systemkostenminimierenden Speichereinsatz ohne Marktprämie. Im Vergleich zu den Läufen mit „profitmaximierender“ oder „fehlertoleranter“ Speicherstrategie treten die Speicherleistungsdifferenzen zwar nicht so häufig auf, doch wenn sie auftreten, beträgt die (negative) Differenz bis zu 13 GW.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

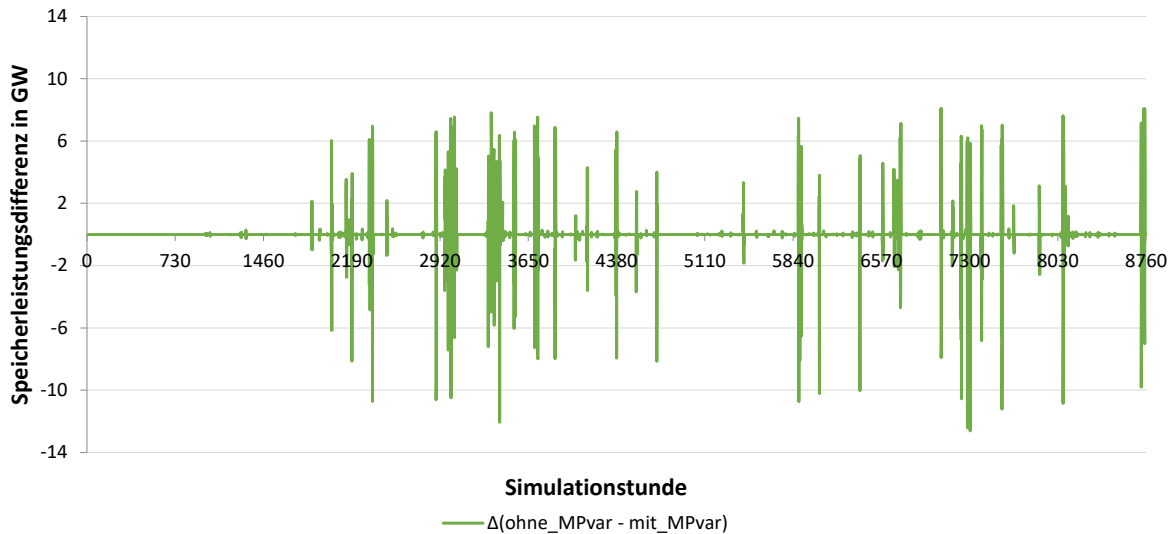


Abbildung 6.24: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung AMIRIS ohne und mit Marktprämie und „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie im adaptierten EE 40 %-Szenario

Wie in obiger Abbildung außerdem zu erkennen ist, treten die Abweichungen bei der Speicherleistung sowohl im negativen wie positiven Wertebereich auf, d. h. in manchen Stunden wird der Speicher im Lauf mit Marktprämie mehr eingesetzt und in anderen Stunden dafür weniger. Integral betrachtet zeigt sich jedoch eine höhere Leistungsdifferenz im negativen Bereich, d. h. im Lauf mit Marktprämie ist die eingesetzte Speicherleistung im Durchschnitt höher. Über das ganze Jahr betrachtet wird der Speicher im Lauf mit Marktprämie mehr eingesetzt als ohne Marktprämie; ein Gesamtspeichervolumen von 2.399 GWh mit Marktprämie steht ein Volumen i. H. v. 2.053 GWh ohne Prämie gegenüber.

Die Differenzen treten vor allem immer dann auf, wenn die Residuallast nach Speichereinsatz sehr klein ist und es zu einer potentiellen EE-Abregelung kommt (vgl. auch „Auswirkung auf EE-Abregelung“ weiter unten). Der Speichereinsatz erfolgt in beiden Läufen mit „kostenminimierender“ Strategie. Jedoch verändert die Marktprämie die Einsatzreihenfolge der EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten. Im Vergleichslauf mit E2M2 (vgl. Abschnitt 5.4) oder auch dem Lauf mit „profitmaximierender“ Speicherstrategie (vgl. Abschnitt 6.1.1) gab es im Falle gleicher Preise über mehrere Stunden zwar auch einen unterschiedlichen Speichereinsatz, jedoch war dieser weitestgehend systemkostenneutral und die Unterschiede beim Speichereinsatz wurden durch eine kongruente EE-Abregelung ausgeglichen. Die Residuallast nach Speichereinsatz war deshalb überwiegend gleich.

Dies ist jetzt nicht mehr der Fall. Wie in der unteren Grafik in Abbildung 6.25 beispielhaft dargestellt, unterscheidet sich in den Stunden mit gleichen, aber sehr niedrigen Preisen (hier 18,6 €/MWh als Grenzkosten der Wind Onshore Anlagen) jetzt sowohl der Speicherdyspatch als auch die EE-Abregelung deutlich voneinander (grün und gelb-gestrichelte Kurven in unterer Grafik). Während im Lauf ohne Marktprämie die Residuallast nach Speichereinsatz nie null ist (grüne Kurve in oberer Grafik), stellt der „systemkostenminimierende“ Speicher im Lauf mit Marktprämie kurzfristig mehr Leistung und Kapazität zur Verfügung und lässt weni-

ger EE-Strom abregeln. Grund hierfür ist die Verschiebung der Einsatzreihenfolge zwischen den EE-Anlagen und den kostengünstigen konventionellen Kraftwerken. Im Lauf ohne Marktprämie liegt der Strompreis in Zeiten der niedrigsten Residuallast bei 18,6 €/MWh (als Grenzkosten der Wind Onshore Anlagen, blaue Kurve in oberer Grafik). Durch die Marktprämie werden die Onshore Wind-Anlagen hingegen bei bis zu –50 €/MWh vermarktet und der Marktpreis fällt entsprechend ins Negative. Da der Speicher bei diesen negativen Preisen gleichzeitig viel einspeichert (orange-gestrichelte Kurve in unterer Grafik), die EE durch die Prämie teilweise „günstiger“ sind als die scheinbar „teureren“ Braunkohle oder Kernkraftwerke und dadurch erst später abgeregelt werden, sinkt die Residuallastlast nach Speichereinsatz auf null.

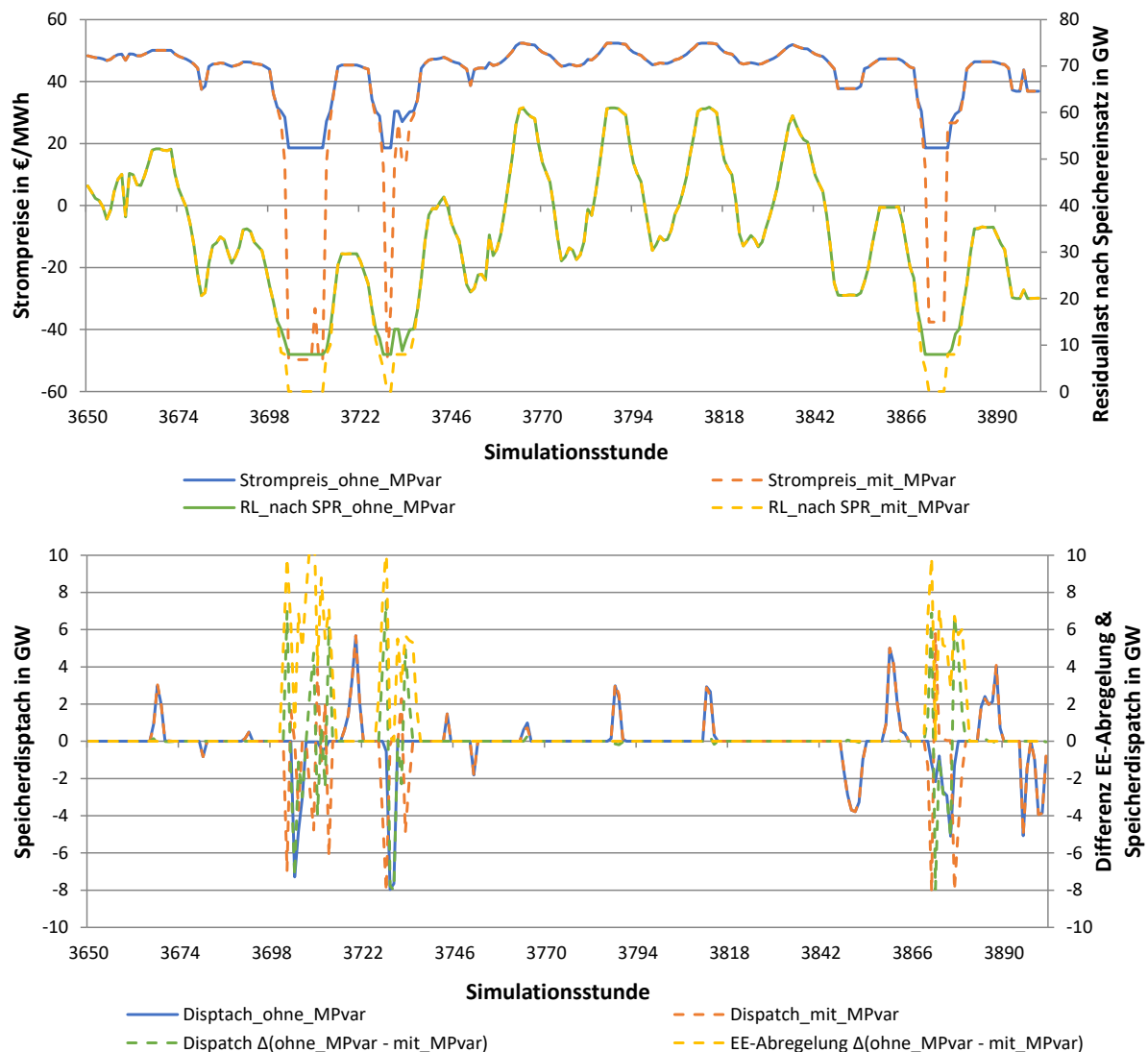


Abbildung 6.25: Strompreise sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung sowie die Differenz bei Speicherdispatch und der EE-Abregelung bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie (unten) ohne und mit variabler Marktprämie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf Strompreise

Die Veränderung auf die Strompreise tritt immer dann zum Vorschein, wenn sich die Strompreise im Grenzkostenbereich der EE-Anlagen befinden. Gut zu erkennen ist dies in Abbildung 6.26: Während die Preise im Lauf ohne Marktpremie nie unter die Grenze von 18,6 €/MWh fallen, sinken die Preise im Lauf mit Marktpremie auf bis zu – 50 €/MWh, während sie in der restlichen Zeit vollkommen kongruent verlaufen.

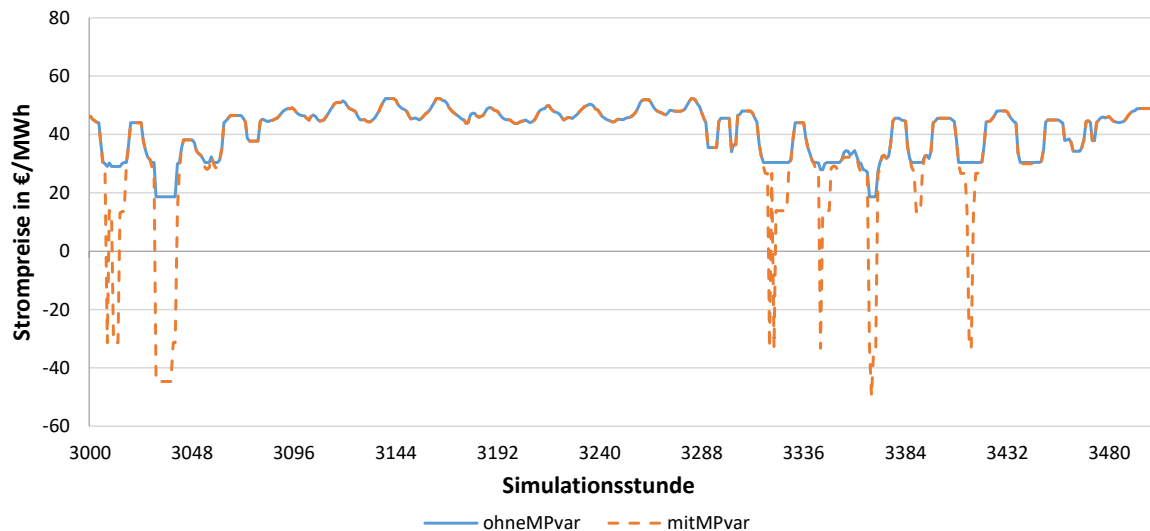


Abbildung 6.26: Strompreise in AMIRIS in den Simulationsstunden 3.000-3.500 bei „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie ohne und mit variabler Marktpremie im EE 40 %-Szenario

Die Unterschiede bei den negativen Preisen ergeben sich aus der Berechnung der variablen Marktpremie. Die Marktpremie wird ex-post, also am Monatsende, als Differenz aus dem monatlichen Marktwert und dem anzulegenden Wert der jeweiligen EE-Technologie berechnet. Ist der durchschnittliche Marktwert in einem Monat besonders niedrig, so fällt die Marktpremie entsprechend hoch aus und umgekehrt (vgl. Abbildung 6.27). Da für die Bestimmung des Gebotes die Marktpremie jedoch benötigt wird, sind die Direktvermarkter zu einer Schätzung der Prämie für den laufenden Monat gezwungen. In AMIRIS nehmen die Direktvermarkter daher die Marktpremie des letzten Monats auch für den aktuellen Monat an (persistente Prognose). Die Opportunitätskosten der Abregelung orientieren sich also an der Marktpremie des vergangen und nicht des aktuellen Monats, wodurch zusätzliche Verzerrungen beim Kraftwerksdispatch entstehen.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

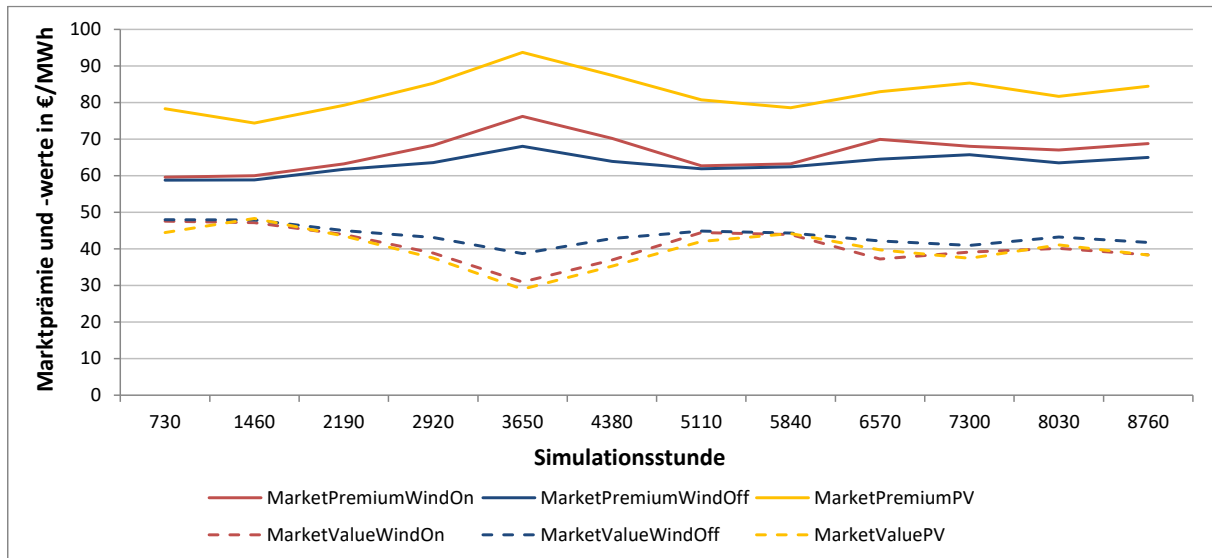


Abbildung 6.27: Marktpremie und Marktwerte in AMIRIS bei „systemkostenminimierender“-Speicherstrategie mit variabler Marktpremie im EE 40 %-Szenario

Auswirkung auf EE-Abregelung

So wie durch die Anreizwirkung der variablen Marktpremie zu erwarten, und wie sich schon bei der Beschreibung der Auswirkung auf den Speicherdispatch gezeigt hat, werden im Lauf mit Marktpremie deutlich weniger EE-Stromengen abgeregelt, Abbildung 6.28. Einzig in den Stunden 4.714 und 6.058 ist die Differenz der EE-Abregelung negativ. Insgesamt werden im AMIRIS Lauf ohne variable Marktpremie 3,9 TWh und im Lauf mit variabler Marktpremie nur 1,1 TWh EE-Strom abgeregelt. Die Marktpremie verringert die Abregelungsmengen also um etwa 72 %.

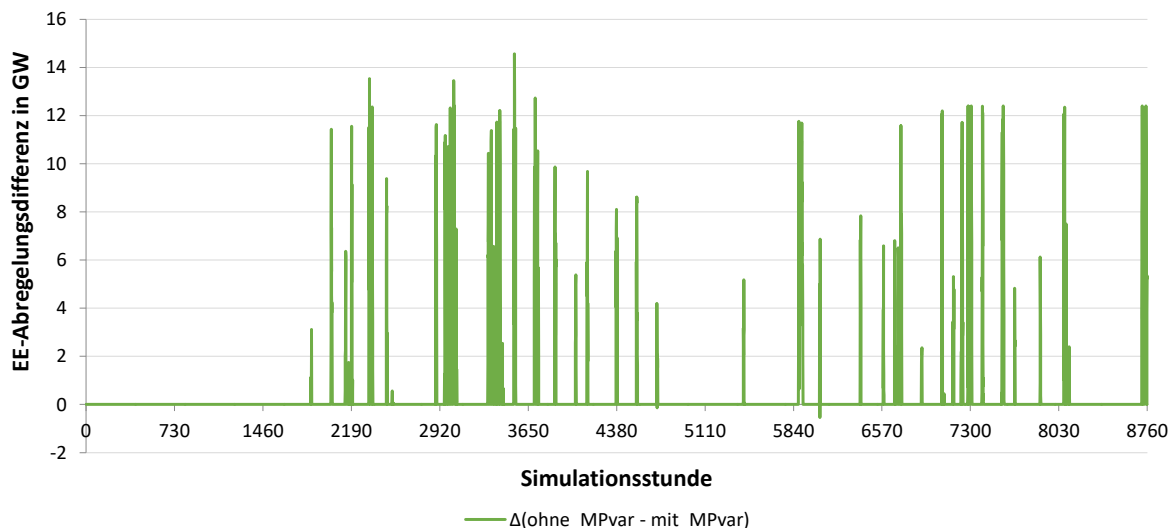


Abbildung 6.28: Differenz der EE-Abregelung ohne und mit Marktpremie im EE-40 % Szenario

Um zu veranschaulichen, was in diesen beiden Fällen im Modell passiert, sind in Abbildung 6.29 ausschnittsweise die Speicherleistung, die EE-Abregelung, die Residuallast nach Speichereinsatz und die Strompreise für die Stunden 6.054-6.062 dargestellt. Bis zur Stunde 6.057 speichert der „systemkostenminimierend“ eingesetzte Speicher bei aktivierter Markt-

prämie deutlich mehr ein als im Lauf ohne Marktprämie (obere linke Grafik). Dadurch wird auch im Vergleich zum Lauf ohne Prämie zunächst gar kein EE-Strom abgeregelt (obere rechte Grafik) und die Residuallast nach Speichereinsatz ist entsprechend niedriger (untere linke Grafik). Während der Strompreis im Lauf ohne Prämie aber mit angepasstem Kraftwerkspark bei 27,7 €/MWh liegt, was den Grenzkosten eines der günstigsten Braunkohlekraftwerke entspricht, beträgt der Strompreis im Lauf mit Prämie in den ersten Stunden nur 13,5 €/MWh, was den Grenzkosten eines der teureren Kernkraftwerke entspricht (untere rechte Grafik).

In den Stunden 6.057-6.059 hingegen entlädt der Speicher bei aktivierter Marktprämie mit voller Leistung, obwohl der Preis in der Stunde 6.058 bei -44,6 €/MWh liegt. Dadurch wird auch in der Stunde 6.058 kurzfristig mehr EE-Leistung abgeregelt als im Lauf ohne Prämie (obere rechte Grafik). In der Folge sinkt die residuale Last nach Speichereinsatz in dieser Stunde auf 0 GW. Das liegt daran, dass der Speicher im Lauf mit Prämie in den ersten Stunden bereits seine komplette Speicherkapazität ausschöpft. Innerhalb der Stunden 6.054-6.057 wird er mit 14,5 GWh komplett geladen. Um in den Stunden 6.059-6.061 erneut sonst abgeregelten EE-Strom laden zu können, muss der Speicher in der Stunde 6.058 mit voller Leistung entladen, wodurch die residuale Last auf 0 GW und der Preis auf -44,6 €/MWh fällt.

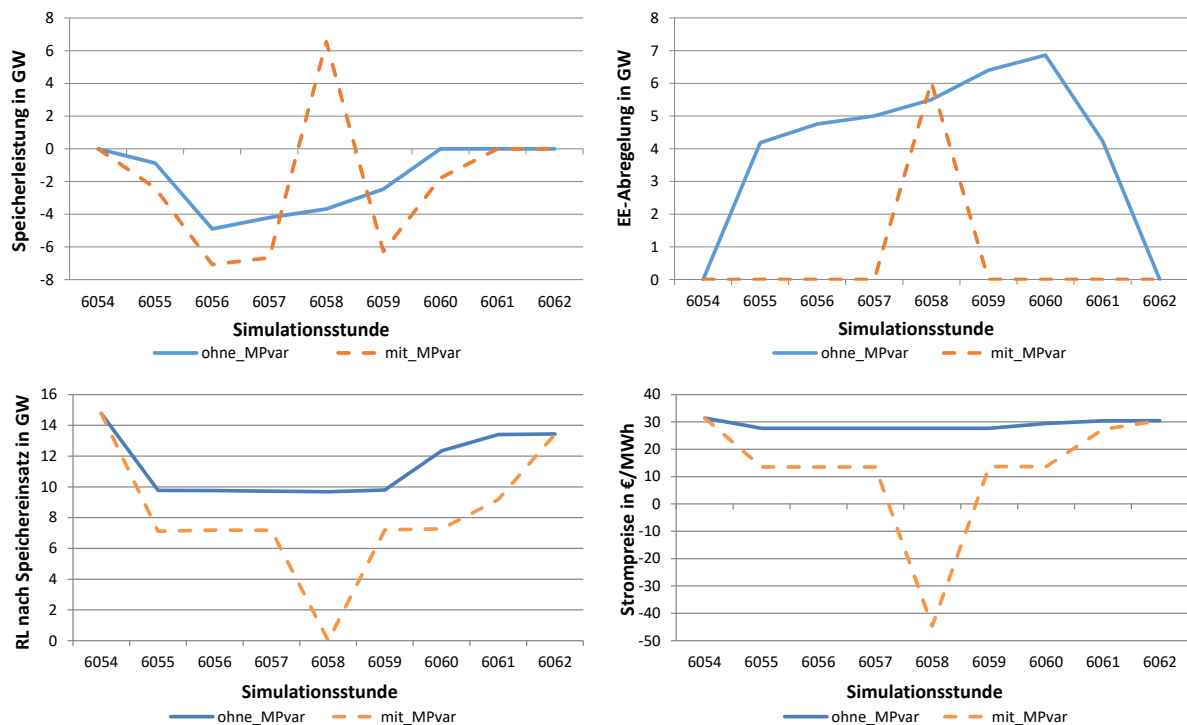


Abbildung 6.29: Vergleich der Speicherleistung, der EE-Abregelung, der Residuallast (RL) nach Speichereinsatz und der Strompreise in den Stunden 6.054-6.062 mit „systemkostenminimierender“ Speicherstrategie ohne und mit variabler Marktprämie im EE-40 %-Szenario

Auswirkung auf Systemkosten

Für die Systemkosten bedeutet der Einsatz der variablen Marktprämie insgesamt eine Verteuerung. Wie in Abbildung 6.30 gut zu erkennen, liegen die Systemkosten mit Prämie außer in der Stunde 6.058 immer über den Systemkosten ohne Marktprämie.

Das liegt daran, dass die Marktprämie die Gebote der Wind- und PV-Anlagen an der Börse drückt, obwohl die Grenzkosten dieser Anlagen höher sind als die der Kern- und auch teilweise der Braunkohlekraftwerke. Es kommen also durch die veränderte Gebotslegung EE-Anlagen zum Einsatz, die durch ihre Grenzkosten ohne Marktprämie in diesen Situationen eigentlich abgeregelt worden wären und verdrängen damit die günstigeren konventionellen Anlagen. Dies wirkt sich entsprechend negativ auf die Systemkosten aus.

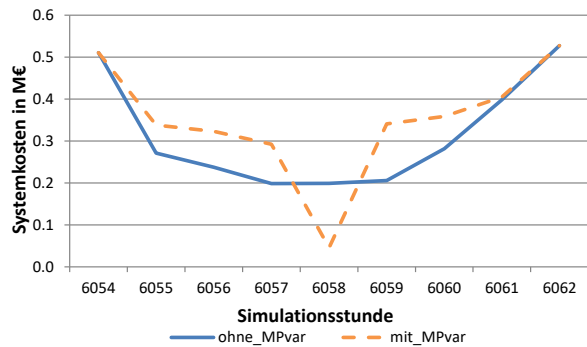


Abbildung 6.30: Systemkosten im Lauf mit und ohne variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario

Im Vergleich der Läufe mit und ohne Marktprämie zeigt sich über das Jahr deshalb eine kumulierte Systemkostendifferenz i. H. v. 19,4 Mio. € (siehe Abbildung 6.31).

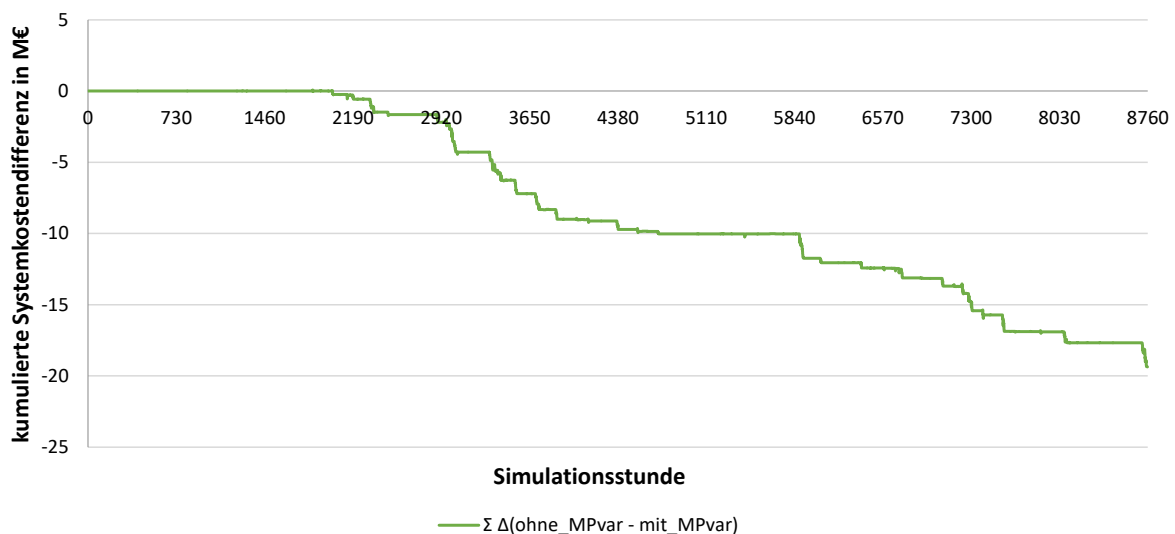


Abbildung 6.31: Kumulierte Systemkostendifferenz ohne und mit Marktprämie im 40 % EE-Szenario

Zwischenfazit

Die variable Marktprämie sorgt durch die Veränderung der Opportunitätskosten der Abregelung für eine verringerte Abregelung der EE-Anlagen. Wenn sich im Stromsystem Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten als den EE-Anlagen befinden, führt die Berücksichtigung der Marktprämie bei den Geboten für die EE-Anlagen an der Strombörse dazu, dass diese zu günstigeren Preisen als ihre eigentlichen technischen Grenzkosten Strom anbieten können (die verwendeten Grenzkosten entsprechen denen aus (Reeg 2019)). Hierdurch werden eigentlich kostengünstigere konventionelle Kraftwerke in der Merit-Order verdrängt. Das führt

im Lauf mit Marktprämie zu einer Verringerung der abgeregelten EE-Stromengen von 3,9 TWh auf 1,1 TWh im Jahr. Dadurch, dass mit variabler Marktprämie ggf. teurere Anlagen als nötig im Markt sind, erhöhen sich die Systemkosten im Vergleich zum Lauf ohne Marktprämie um 19,4 Mio. €.

6.1.4 Unsicherheiten und Rahmenbedingungen

Mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie

These:

Die „fehlertolerante“ Strategie repräsentiert eine Heuristik für den Speichereinsatz, die ein Speicherbetreiber anwenden kann, wenn Unsicherheit über die Auswirkung seines eigenen Speicherverhaltens oder die seiner Konkurrenten auf die Strompreise vorherrscht und zusätzlich Strompreisprognosen angewendet werden müssen. Weiterhin beeinflusst die variable Marktprämie in diesen Szenarien²¹ das Gebotsverhalten bei niedrigen oder negativen Preisen bei der Vermarktung an der Strombörse. Durch die verzerrenden Effekte der Marktprämie sowie durch die Berücksichtigung multipler Informationsdefizite bei der Festlegung der Dispatch-Strategie erfolgt der Speichereinsatz zwar betriebswirtschaftlich orientiert, aber nicht system- oder betriebswirtschaftlich optimal. In diesem Lauf sollten sich die höchsten Abweichungen beim Efficiency-Gap bei 40 %-EE-Anteil ergeben.

Szenariorahmen

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Zehn Speicher in AMIRIS	
201,3 Mt	545 TWh	14,1 GW	56,3 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	à 0,73 GW	à 1,45 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	31,10 - 45,65	43,78 - 53,08	67,63 - 87,47	-	-

Tabelle 6.7: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 40 % EE-Szenario mit 10 Speichern „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie

In diesem Szenario werden die zuvor einzeln untersuchten Efficiency-Gap-Effekte, die sich aus Entscheidungen unter Unsicherheit und den regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben, gemeinsam analysiert.

Ausgangsbasis ist erneut der optimierte Kraftwerkspark aus E2M2 mit einem 40 % EE-Anteil. Statt einem „systemkostenminimierend“ operierenden Speicher, werden in AMIRIS jedoch zehn gleichgroße Speicherbetreiber à 0,73 GW Leistung und 1,45 GWh Speicherkapazität initialisiert. Sie entsprechen in ihrer Gesamtleistung und -kapazität dem 7,3 GW großen Speicher in E2M2 mit einer Kapazität von 14,5 GWh (siehe Tabelle 6.7). Alle zehn Speicher-

²¹ Im Unterschied zu den Analysen in Kapitel 6.1.3 wird in den Untersuchungen dieses Kapitels der Kraftwerkspark nicht angepasst. Dadurch bleiben die EE-Grenzkosten die niedrigsten im System und es ergibt sich keine Verschiebung der Merit-Order, sodass der Einsatz der Marktprämie keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Abregelung hat. Das Vorgehen erlaubt den direkten Vergleich der Ergebnisse aus beiden Modellen.

betreiber planen ihren Einsatz mit der „fehlertoleranten“ Strategie, haben bei der Strompreisprognose jedoch einen unterschiedlichen „Random-Seed“²² für die Berechnung der Zufallsvariablen durch den Zufallszahlengenerator.

Zusätzlich wird im Lauf die variable Marktprämie für die EE-Anlagenbetreiber aktiviert. Diesmal jedoch ohne den Kraftwerkspark nachträglich zu manipulieren, um die Ergebnisse wieder mit E2M2 vergleichen zu können. Der Marktprämien-Effekt auf die Systemkosten wird dadurch erwartungsgemäß nicht besonders groß ausfallen, jedoch sollten sich merkbare Effekte beim Speicherdispatch, der EE-Abregelung und den Strompreisen aufgrund der anderen Szenariobedingungen zeigen.

Auswirkung auf Speicherdispatch

Beim direkten Vergleich der ein- und ausgespeicherten Leistung über das Jahr in Abbildung 6.32 sieht man sofort, dass die Speicher in AMIRIS deutlich seltener eingesetzt werden als in E2M2. Während das eingespeicherte Energiemenge in E2M2 2,11 TWh beträgt, werden in AMIRIS nur 577 GWh im Jahr ein- bzw. ausgespeichert. Die stündlichen Abweichungen bei der Speicherleistung betragen in vielen Stunden über 6 GW der Ein- oder Ausspeicherleistung, was in diesen Fällen über 80 % der verfügbaren Gesamtspeicherleistung entspricht.

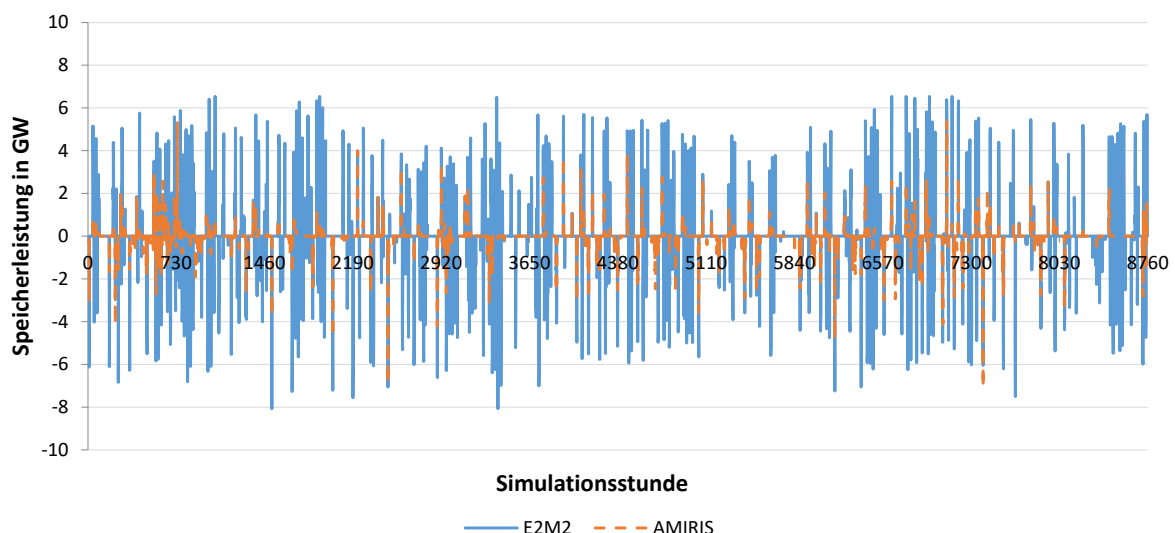


Abbildung 6.32: Ein- und Ausspeicherleistung AMIRIS bei zehn Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und mit Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Wie schon in den Analysen in Abschnitt 6.1.2 mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie zeigte sich der gleiche Effekt des verminderten Speichereinsatzes bei AMIRIS auf die residuale Last nach Speichereinsatz und die EE-Abregelung in Abbildung 6.33. Die eingesetzte Speicherleistung ist nur noch in den Stunden ähnlich oder gleich, in denen die residuale Last auf null fällt und EE-Anlagen abgeregelt werden müssen; so z. B. in der unteren Abbildung in den Stunden 3.702-3.711, 3.728-3.729. In allen andern Stunden des dargestellten Zeitabschnitts bleibt der

²² Als „Random Seed“ wird der Startwert bezeichnet, mit dem ein Zufallszahlengenerator initialisiert wird.

Speicher in AMIRIS untätig, während der systemoptimal eingesetzte Speicher in E2M2 auch in anderen Stunden die residuale Last und damit auch die Preise glättet (vgl. obere und untere Grafik in Abbildung 6.33).

Im Vergleich zum Szenario mit zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken in Abschnitt 6.1.2 treten durch die nun zusätzlich aktivierte Marktprämie auch negative Preise auf (obere Grafik in Abbildung 6.33). Die genauere Betrachtung der Auswirkung auf die Strompreise erfolgt im nächsten Abschnitt.

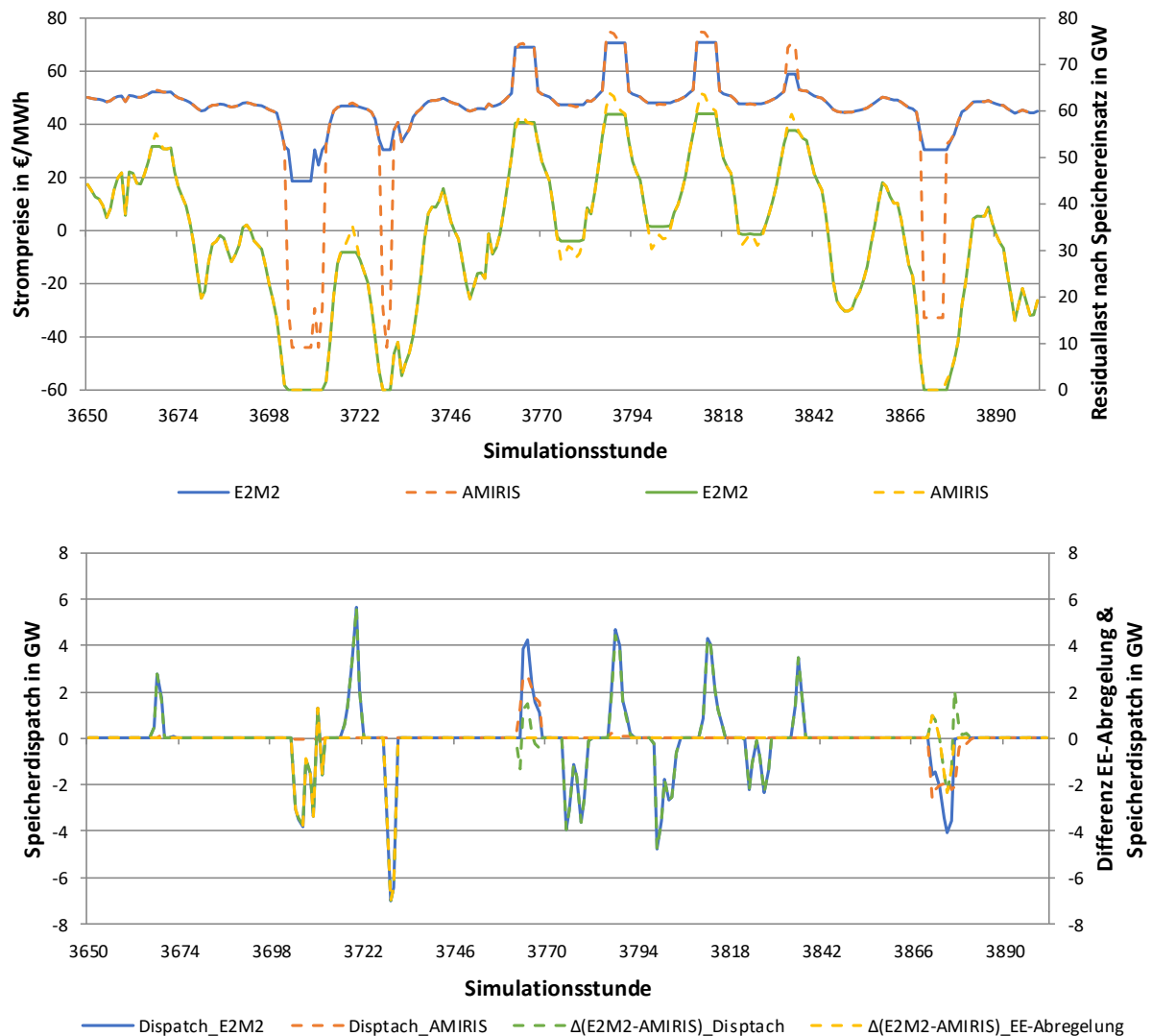


Abbildung 6.33: Strompreise sowie die Residuallast nach Speichereinsatz (oben) und die Ein- und Ausspeicherleistung sowie die Differenz bei Speicherdispatch und der EE-Abregelung (unten) bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Auswirkung auf Strompreise

Die Effekte auf die Strompreise sind bereits aus den Analysen mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in Abschnitt 6.1.2 und Marktprämie in Abschnitt 6.1.3 bekannt, nur dass sie jetzt gleichzeitig auftreten. Wie in der oberen Grafik der Abbildung 6.34 zu sehen ist, werden

die Speicher in AMIRIS suboptimal eingesetzt und es kommt zu Knappheitspreisen. Neben den dargestellten Stunden in der Abbildung tritt dieses Phänomen zusätzlich um die Stunden 1.050 und 8.840 auf. Gleichzeitig zeigen sich durch den Effekt der Marktprämie in den Stunden, in denen eine der EE-Technologien preissetzend ist, negative Strompreise. Aber auch in anderen Stunden, in denen sich das System nicht an seiner oberen oder unteren Kapazitätsgrenze befindet, zeigen sich teilweise deutliche Unterschiede bei den Strompreisen.

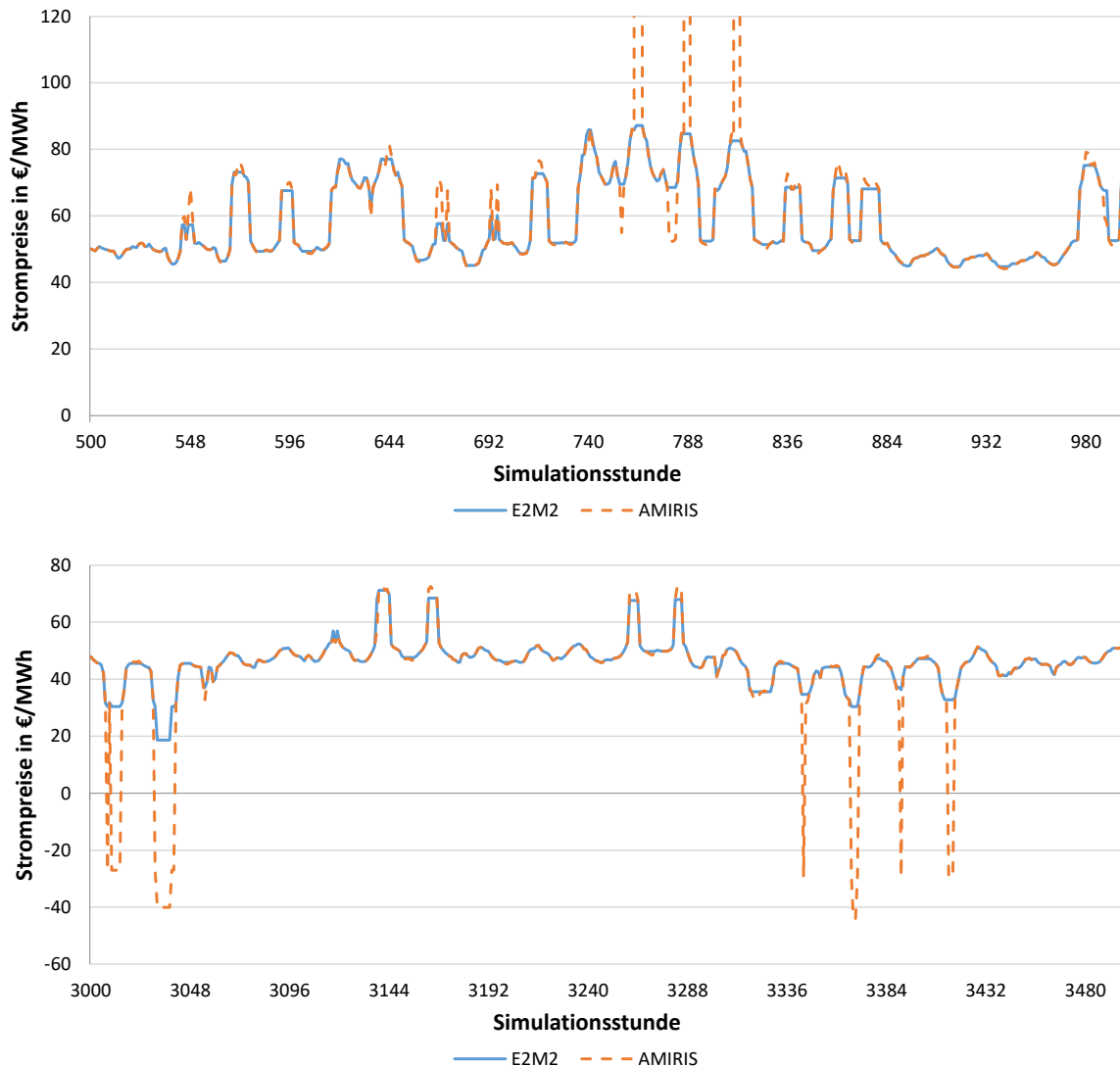


Abbildung 6.34: Strompreise in den Simulationsstunden 3.000-3.500 bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Auswirkung auf EE-Abregelung

In Abbildung 6.35 ist zunächst die Differenz der EE-Abregelung im Vergleich zum systemoptimierten Lauf mit E2M2 dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass die Differenz im negativen Bereich deutlich größer ist, als im Positiven, d. h. es wird in AMIRIS mehr EE-Strom abgeregelt als in E2M2. Über das Jahr betrachtet werden in AMIRIS 782 GWh EE-Strom abgeregelt, während in E2M2 mit 591 GWh etwa 190 GWh weniger abgeregelt werden.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

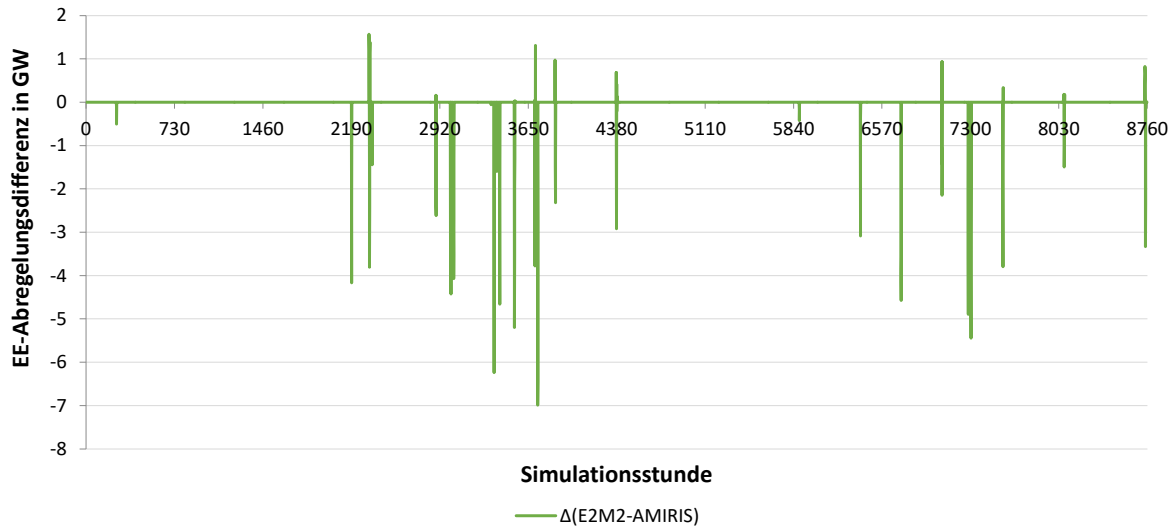


Abbildung 6.35: Differenz der EE-Abregelung bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

In Abbildung 6.36 sind die Effekte auf Speichereinsatz, EE-Abregelung, Residuallast und Strompreise beispielhaft dargestellt, wie sie sich im untersuchten Lauf durch die Kombination von Marktprämie und suboptimaler Speicherstrategie ergeben.

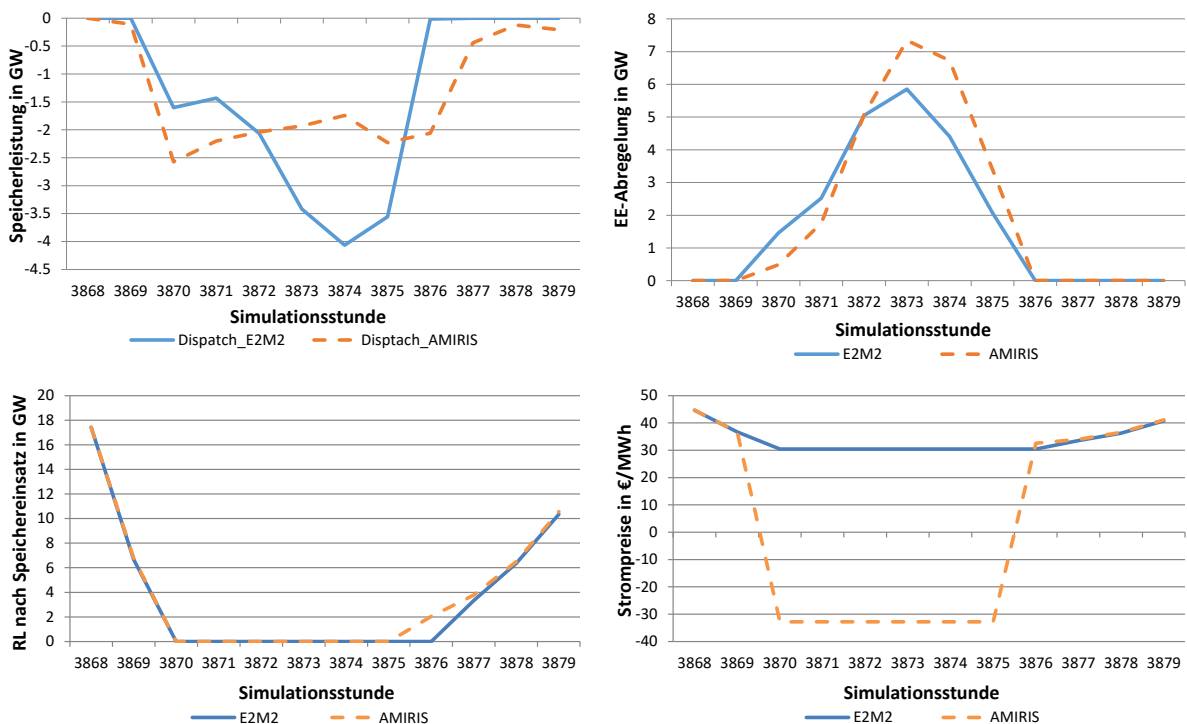


Abbildung 6.36: Vergleich der Speicherleistung, der EE-Abregelung, der Residuallast (RL) nach Speichereinsatz und der Strompreise in der Stunden 3.868-3.879 bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Während die Speicherleistung in AMIRIS um den Wert von -2 GW verweilt, zieht der Speicher in E2M2 in Stunde 3.874 bis zu -4 GW aus dem System, so dass mehr EE-Strom einge-

speist werden kann. In beiden Modellen ist die Residuallast nach Speichereinsatz bis auf die Stunde 3.876 deckungsgleich (Grafik unten links), jedoch zeigen sich deutliche Unterschiede bei den Strompreisen (Grafik unten rechts).

Auswirkung auf Systemkosten

Der Effekt auf die Systemkosten zeigt sich beispielhaft Abbildung 6.37.

In den Stunden 3.869-3.871 und 3.876-3.877, in denen die Speicher in AMIRIS noch mehr einspeichern und deshalb weniger abgeregelt werden muss als in E2M2, sind auch die Systemkosten höher. In den Stunden dazwischen verhält es sich genau andersherum. Die insgesamt positive Differenz zugunsten von AMIRIS im dargestellten Zeitabschnitt i. H. v. 7.000 € tritt jedoch nur in den Stunden im Jahr zu Tage, in denen potentiell EE-Überschüsse vorherherrschen und EE-Strommengen abgeregelt werden müssen. In der Gesamtbilanz der Systemkostendifferenz überwiegen jedoch die anderen Stunden, in denen ein suboptimaler Speichereinsatz in AMIRIS erfolgt, deutlich. Die Gesamtdifferenz über das Jahr liegt bei 21,2 Mio. € (siehe Abbildung 6.38).

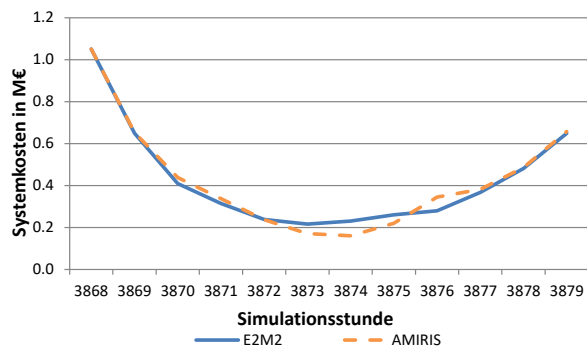


Abbildung 6.37: Systemkosten bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Interessant ist an dieser Stelle wiederum ein Vergleich mit der Systemkostendifferenz aus den Läufen mit zwei Speichern, „fehlertoleranter Speicherstrategie“ und Berücksichtigung von Preisrisiken aus Abschnitt 6.1.2 i. H. v. 22,7 Mio. € und dem isolierten Lauf mit variabler Marktprämie aus Abschnitt 6.1.3 mit 19,4 Mio. €. Auch wenn die Systemkosten aus dem Lauf mit isoliert betrachteter variabler Marktprämie durch den leicht veränderten Kraftwerkspark nicht direkt mit den anderen Läufen zu vergleichen sind, ist es interessant zu beobachten, dass die Systemkostendifferenz bei kombinierter Betrachtung der Effekte mit 21,2 Mio. € leicht niedriger ausfällt als im Lauf mit zwei Speichern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken aus Abschnitt 6.1.2. Auch wenn im Lauf mit kombiniert suboptimaler Speicherstrategie und Marktprämie der Marktprämieneffekt durch die „ungünstige“ Zusammensetzung des Kraftwerksparks nicht wirklich zum Tragen kommt, scheinen sich die Effekte nicht einfach zu addieren. Die Systemzusammenhänge sind komplexer und müssten in zukünftigen Simulationsläufen tiefergehenden untersucht werden.

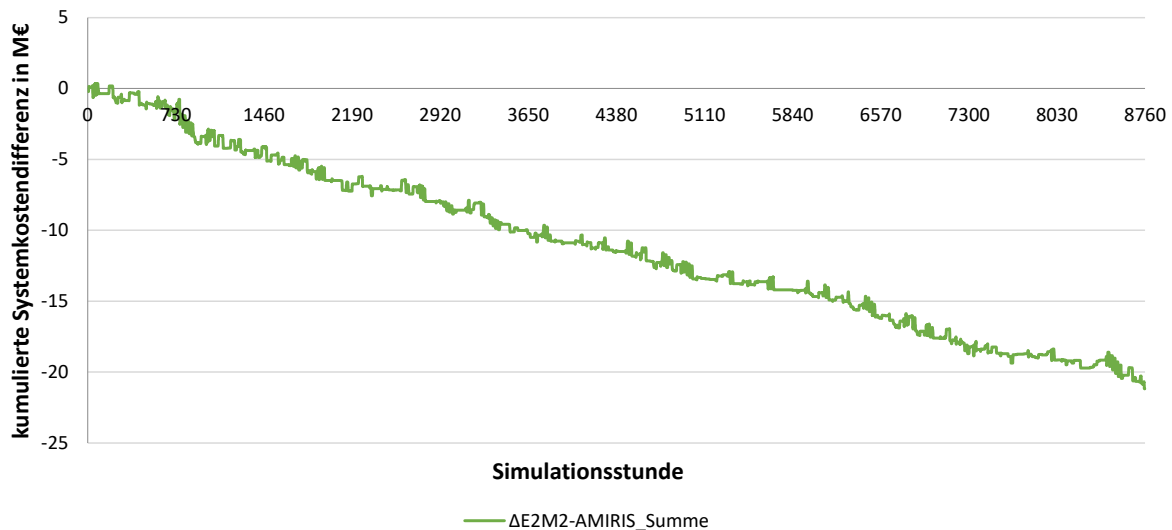


Abbildung 6.38: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktpremie im EE 40 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Zwischenfazit

Bei kombinierter Betrachtung der Effekte zum Efficiency-Gap vermischen sich die Effekte der Einflussfaktoren durch Unsicherheiten und regulatorische Rahmenbedingungen auf die untersuchten Indikatoren wie Speicherdispatch, Strompreis, EE-Abregelung und Systemkosten. Im Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Optimierungsmodell ergeben sich beim Agentenmodell höhere Systemkosten und abgeregelte EE-Mengen. Im Vergleich der AMIRIS Ergebnisse mit denen des Laufes mit zwei Speicherbetreibern und ohne Marktpremie sind die Werte dieser beiden Parameter dieses Laufs jedoch kleiner. Die Berücksichtigung von Preisrisiken der zehn Speicherbetreiber in AMIRIS scheinen sich etwas auszugleichen.

6.2 Analyse des Efficiency-Gaps bei Szenarien mit höheren EE-Anteilen

Mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie bei 60 % EE-Anteil²³

These

Bei einem Lauf mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in AMIRIS ist zu erwarten, dass die Unterschiede bei den Systemkosten zwischen beiden Modellen sich mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien vergrößern. Diese Erwartung begründet sich mit der zentralen Rolle des Speichereinsatzes für die Höhe des Efficiency Gaps. Da mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer die Residuallastfluktuationen zunehmen

²³ Die letzten 48 Stunden am Ende des Jahres der Simulationen werden im Szenario mit 60 % EE-Anteil, zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie wegen unterschiedlichen Speicherfüllstände in E2M2 und AMIRIS nicht ausgewertet.

und Speicher damit an Bedeutung (und Leistung) gewinnen, sollte auch der Efficiency Gap zunehmen.

Szenariorahmen

In Tabelle 6.8 sind die wichtigsten Parameter der Vergleichsläufe zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario zusammengefasst.

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Zwei Speicher	
128,1 Mt	545 TWh	21,6 GW	86,2 GW	107,8 GW	9,6 GW	38,4 GW	11,6 GW	13,9 GW 8,0 GW	83,5 GWh 64,2 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	32,48 - 47,72	44,29 - 53,70	68,43 - 88,51	-	-

Tabelle 6.8: Szenariorahmen und Kraftwerksparameter für das 60 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie

Der Einfluss der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie, die bereits in Abschnitt 4.3.4 beschrieben wurde, wird in diesem Abschnitt in einem Szenario mit höherem EE-Anteil und unter Berücksichtigung von zwei Speicherbetreibern genauer untersucht.

Auswirkung auf Speicherdispatch

In Abbildung 6.39 ist die Speicherleistungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS gezeigt. Die größte Speicherleistungsabweichung beträgt etwa 25 GW und tritt in den Stunden 1.020, 6.778 und 6.779 auf, in denen in E2M2 die Speicher mit voller Leistung einspeichern, während in AMIRIS kein Speicher eingesetzt wurde. Die Jahressumme der eingespeicherten Energie nach Abzug der bei der Beladung entstehenden Verluste entspricht 16.404 GWh in E2M2 und 6.818 GWh in AMIRIS und somit kommen die Speicher im AMIRIS-Lauf im Vergleich zu E2M2 deutlich seltener zum Einsatz. In der Folge wird die Residuallast in AMIRIS nicht optimal geglättet, wie es in E2M2 der Fall ist. Die Speicherleistungsdifferenz zwischen beiden Modelle nimmt im Vergleich zum EE 40 %-Szenario aufgrund der größeren Kapazität der Speicher und dem dadurch entstehenden Anstieg der modelltechnischen Unterschiede (siehe Abschnitt 5.4) und der höheren systematischen Unsicherheit aufgrund der höheren fluktuierenden EE-Einspeisung zu.

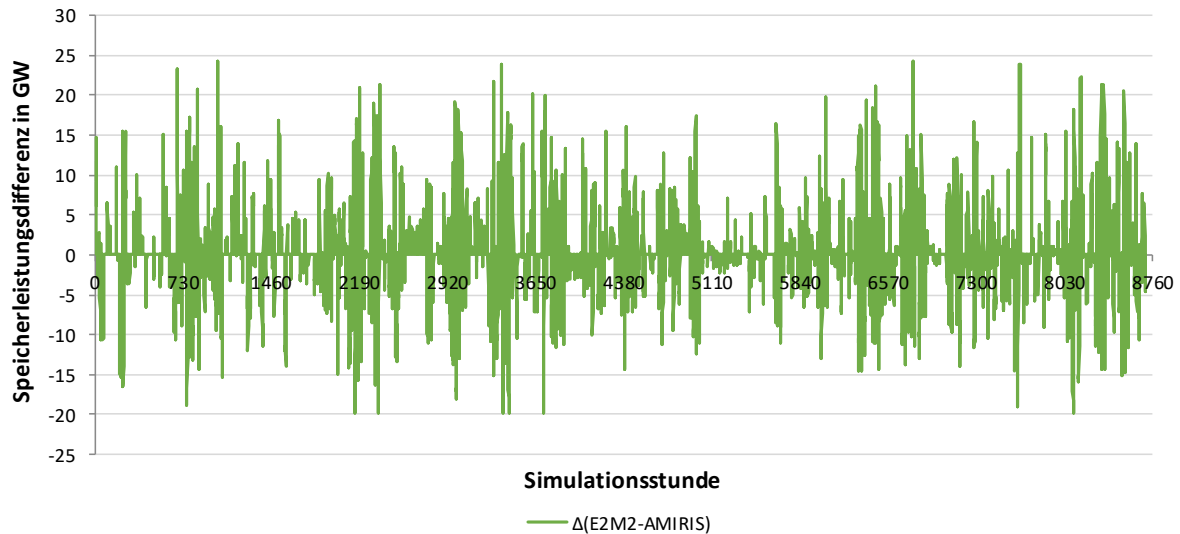


Abbildung 6.39: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario

Auswirkung auf Strompreise

Die Auswirkungen der „fehlertoleranten“ Speicherstrategie auf die Strompreise im EE 60 %-Szenario sind in Abbildung 6.40 veranschaulicht. Es gibt große Unterschiede bei den Strompreisen zwischen E2M2 und AMIRIS, weil die Speicher in AMIRIS deutlich weniger eingesetzt werden und somit ist der Verlauf der Residuallast nach Speichereinsatz beider Modelle sehr unterschiedlich. In Abbildung 6.40 lässt sich außerdem erkennen, dass nicht nur in AMIRIS sondern auch in E2M2 Spitzenpreise um die Stunden 730 bis 820 auftreten. In solchen Stunden ist die Residuallast in E2M2 maximal und das letzte in der Merit-Order existierende Kraftwerk muss mit voller Leistung eingesetzt werden. Der Solver in E2M2 liefert als duale Variable der Gleichung zur Deckung der Nachfrage bei solchen Unstetigkeitsstellen einen Schattenpreis, der über den Grenzkosten des letzten in Merit-Order existierenden Kraftwerks liegt. Im Gegensatz zu AMIRIS wird in E2M2 während den Stunden mit Spitzenpreisen aber keine Last abgeworfen. Spitzenpreise treten in AMIRIS im Vergleich zum EE 40 %-Szenario noch häufiger auf (um die Stunden 30 bis 215, 750 bis 870, 1.000 bis 1.060, 1.260 bis 1.300, 1.580, 4.990, 6.490, 6.840 und 8.430 bis 8.570).

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

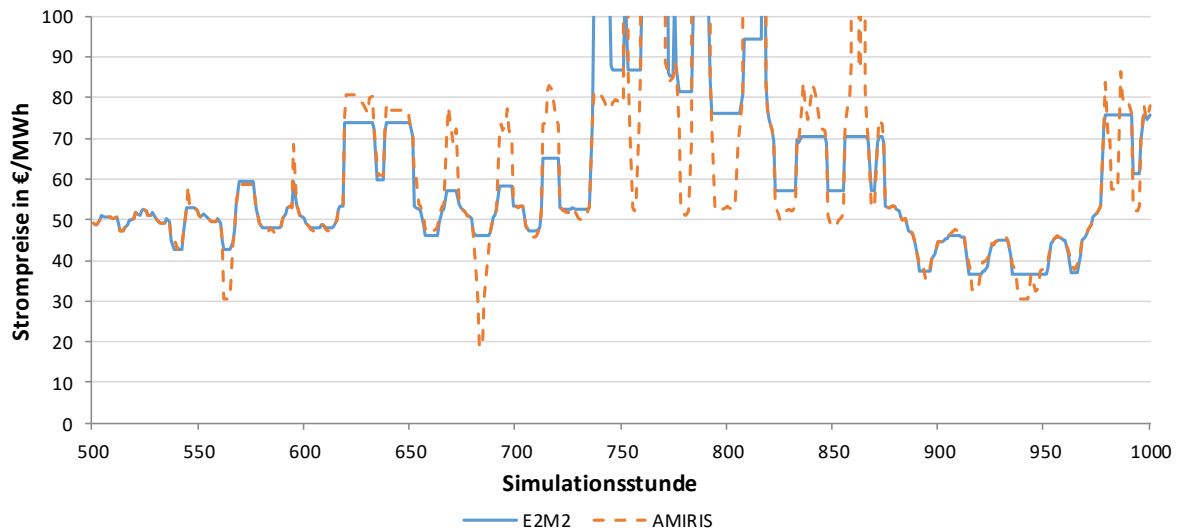


Abbildung 6.40: Strompreise in E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie in den Simulationsstunden von 500 bis 1.000 im EE 60 %-Szenario

Auswirkung auf EE-Abregelung

Die Abweichungen der EE-Abregelung zwischen E2M2 und AMIRIS nehmen im EE 60 %-Szenario im Vergleich zum EE 40 %-Szenario aufgrund größerer Speicherleistungsabweichungen deutlich zu und sind in Abbildung 6.41 veranschaulicht. Die Jahressumme der abgeregelten Energiemenge in AMIRIS ist größer als in E2M2 und beträgt 11.192 GWh bzw. 6.329 GWh, was einer Steigerung um 77 % entspricht.

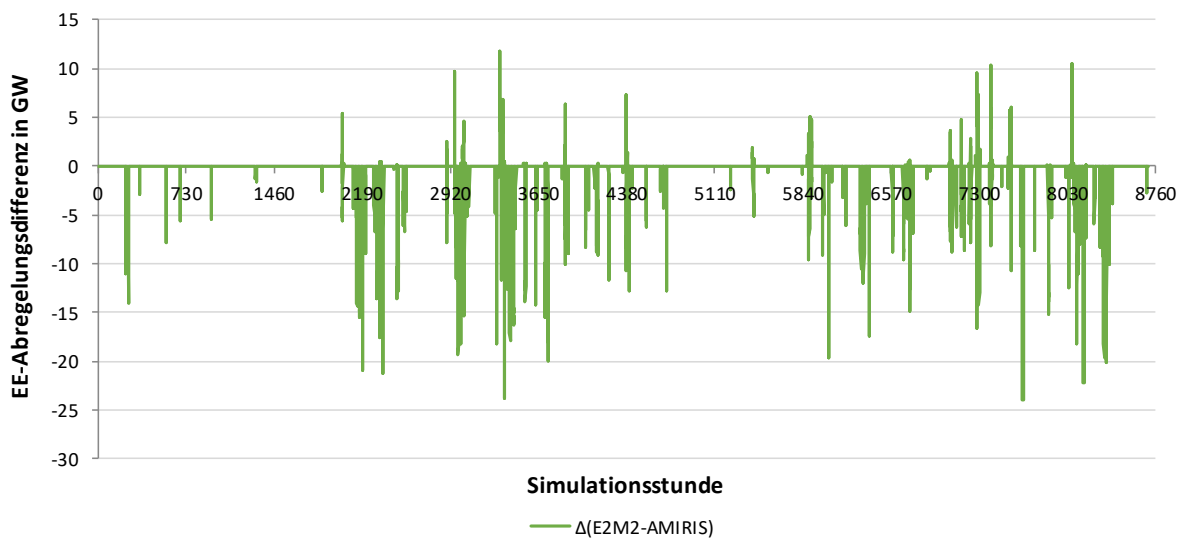


Abbildung 6.41: EE-Abregelungsdifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario

Auswirkung auf Systemkosten

Bei den Systemkosten nimmt der Efficiency-Gap mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario im Vergleich zum EE 40 %-Szenario deutlich von 21 Mio. € auf 128 Mio. € zu. Dies entspricht einem Kostenanstieg von 0,85 % zwischen

E2M2 und AMIRIS bei Gesamtsystemkosten von 15,03 Mrd. € in E2M2 und 15,16 Mrd. € in AMIRIS (inklusive Bewertung der abgeworfenen Last mit den Kosten des letzten Grenzkraftwerks). Die entsprechenden Kosten der Last, die im AMIRIS-Lauf nicht gedeckt werden konnten, betragen insgesamt etwa 64 Mio. €. Die kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario ist in Abbildung 6.42 veranschaulicht.

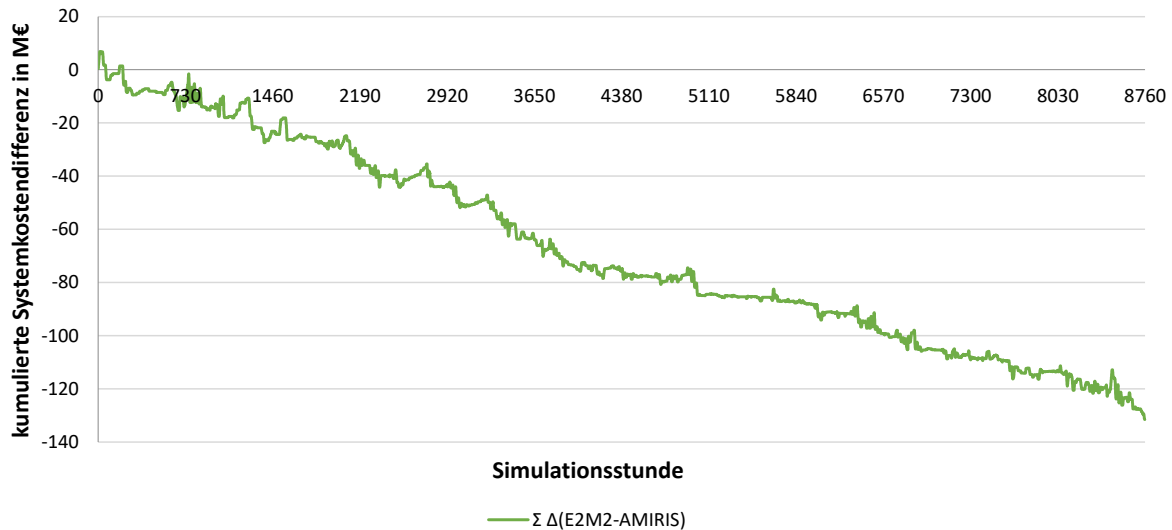


Abbildung 6.42: Kumulierte Systemkostendifferenz zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie im EE 60 %-Szenario

Zwischenfazit

Der Efficiency-Gap, der durch das Informationsdefizit des Speicherbetreibers über die Auswirkung seines eigenen Speicherverhaltens und die seiner Wettbewerber auf die Strompreise verursacht wird, vergrößert sich mit der Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien im System. Die resultierende Systemkostendifferenz zwischen beiden Modellen im EE 60 %-Szenario mit zwei Speicherbetreibern und „fehlertoleranter“ Speicherstrategie beträgt 128 Mio. € und ist somit im Vergleich zum EE 40 %-Szenario (21 Mio. €) deutlich größer. Auch beim Speicherdispatch sowie der EE-Abregelung und den Strompreisen ergeben sich deutlich größere Unterschiede im EE 60 %-Szenario als im EE 40 %-Szenario.

Mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken bei 60 % EE-Anteil

These:

Die These dieser Analyse bezieht sich auf den Lauf mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken in AMIRIS bei 40 % EE-Anteil (erhöhtes Informationsdefizit), welcher in Abschnitt 6.1.2 behandelt wurde. Zusätzlich zu den dort erfolgten Beobachtungen ist zu erwarten, dass sich die Unterschiede bei den Systemkosten zwischen beiden Modellen mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien vergrößern. Hauptgrund dafür ist die zunehmende Unsicherheit beim Speichereinsatz, welche

aufgrund der höheren Residuallastfluktuation – und der damit verbundenen Varianz der Preise – entsteht.

Szenariorahmen

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	Zwei Speicher	
128,1 Mt	545 TWh	21,6 GW	86,2 GW	107,8 GW	9,6 GW	38,4 GW	11,6 GW	13,9 GW 8,0 GW	83,5 GWh 64,2 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	32,48 - 47,72	44,29 - 53,70	68,43 - 88,51	-	-

Tabelle 6.9: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 60 % EE-Szenario mit zwei Speicherbetreibern „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken in AMIRIS

Auswirkung auf Speicherdispatch

Die Auswirkungen auf den Speicherdispatch der Szenariovariante mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken sind in Abbildung 6.43 dargestellt. Es zeigt sich im Vergleich zum Szenario mit 40 % EE-Anteil (vgl. Abschnitt 6.1.2) bei gleicher Einsatzcharakteristik der Speicher eine Zunahme der Leistungsdifferenz. Dies ist direkt auf eine erhöhte Gesamtspeicherleistung im 60 % EE-Szenario zurückzuführen.

Wie auch schon im Lauf aus Abschnitt 6.1.2 gibt es eine große Diskrepanz der gespeicherten Strommengen zwischen dem systemoptimalen Speichereinsatz in E2M2 und der „fehlertoleranten“ Strategie mit Berücksichtigung von Preisrisiken in AMIRIS. Während in E2M2 im 60 % EE-Szenario über das gesamte Jahr 16,5 TWh eingespeichert werden, sind es in AMIRIS nur 7,2 TWh.

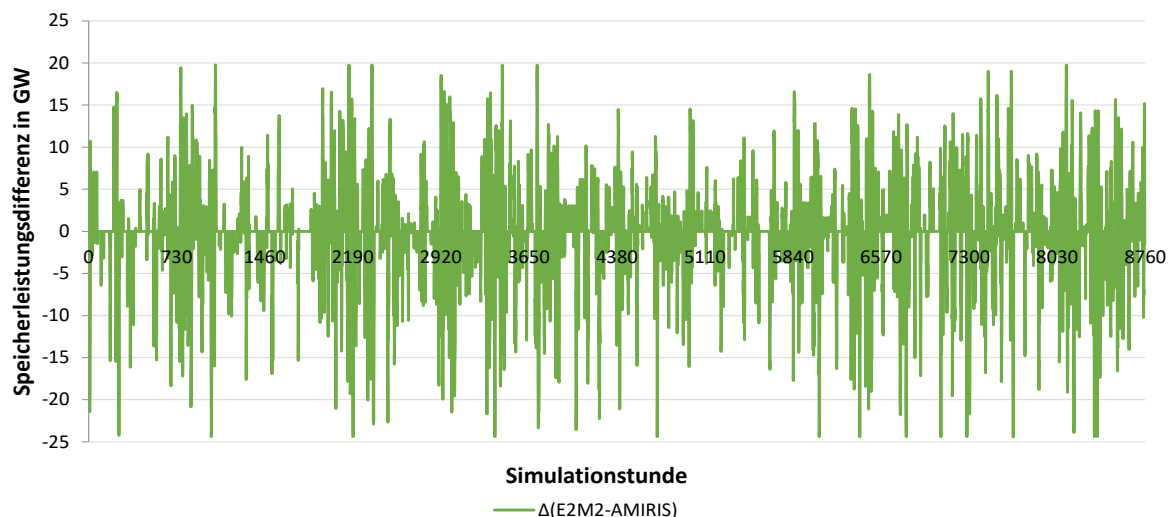


Abbildung 6.43: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario

Auswirkung auf Strompreise

Bei den Strompreisen ergeben sich wie schon im zuvor beschriebenen Szenario mit zwei Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie aber ohne Berücksichtigung von Preisrisiken große Abweichungen zwischen den beiden Modellen. Im Vergleich zum Lauf ohne Berücksichtigung von Preisrisiken zeigen sich hier aber nochmals etwas häufiger Abweichungen bei den Preisen. Wie in Abbildung 6.44 zu sehen, kommt es in der Zeit zwischen der 740. und 820. Stunde in E2M2 ebenfalls zu Knappheitspreisen, die mit 219,71 €/MWh weit über den Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks i. H. v. 88,51 €/MWh liegen.

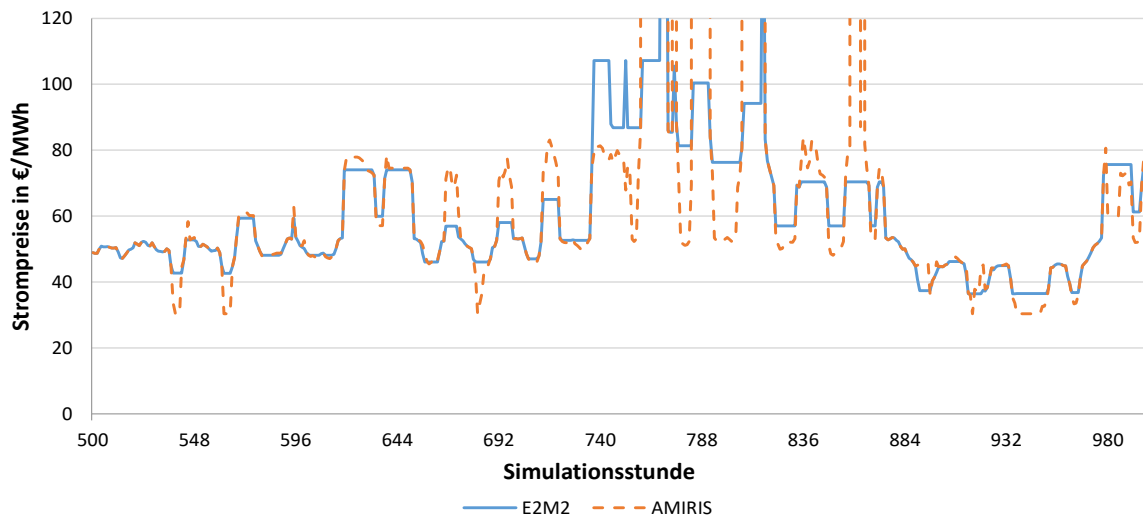


Abbildung 6.44: Strompreise in den Simulationsstunden 3000-3500 bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Dies liegt am spezifischen Lösungsverfahren des CPLEX-Algorithmus, der auch einen Schattenpreis finden muss, wenn durch den Speichereinsatz die Lösung des Optimierungsproblems auf einer Unstetigkeitsstelle der Merit-Order liegt (vgl. Abschnitt 5.1.2). Dieses Phänomen tritt offensichtlich nicht nur bei einer Unstetigkeitsstelle innerhalb der Merit-Order auf, sondern auch an der Kapazitätsgrenze, so dass, obwohl in E2M2 gerade noch genug Leistung zur Verfügung steht um die Last zu decken, ein Schattenpreis gezogen wird, der oberhalb der teuersten Grenzkosten liegt.

Im Vergleich zu AMIRIS kommt es in E2M2 jedoch nicht zu einem Lastabwurf. Der Lastabwurf in AMIRIS wird für den Vergleich der Systemkosten mit den Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks bewertet.

Auswirkung auf EE-Abregelung

Die zusätzlich berücksichtigten Preisrisiken haben einen relativ starken Einfluss auf die abgeregelten EE-Strommengen. Wie in Abbildung 6.45 bei der Differenz der EE-Abregelung zwischen E2M2 und AMIRIS dargestellt, gibt es zwar auch Situationen in denen in AMIRIS weniger abgeregelt wird, jedoch werden in Summe durch die „fehlertolerante“ Strategie mit Berücksichtigung von Preisrisiken im Vergleich zum systemkostenoptimalen Speichereinsatz deutlich mehr EE-Strommengen abgeregelt. Insgesamt beläuft sich die Jahressumme der

abgeregelten EE-Strommengen in AMIRIS auf 12,3 TWh im Jahr und auf nur 6,3 TWh in E2M2. Im vergleichbaren AMIRIS Lauf ohne Berücksichtigung von Preisrisiken (vgl. Auswertung weiter oben) werden hingegen „nur“ 11,2 TWh abgeregelt. Das Informationsdefizit bzgl. der künftigen Preise (Preisrisiko) ist also für eine Abweichung bei der EE-Abregelung von bis zu 10 % verantwortlich.

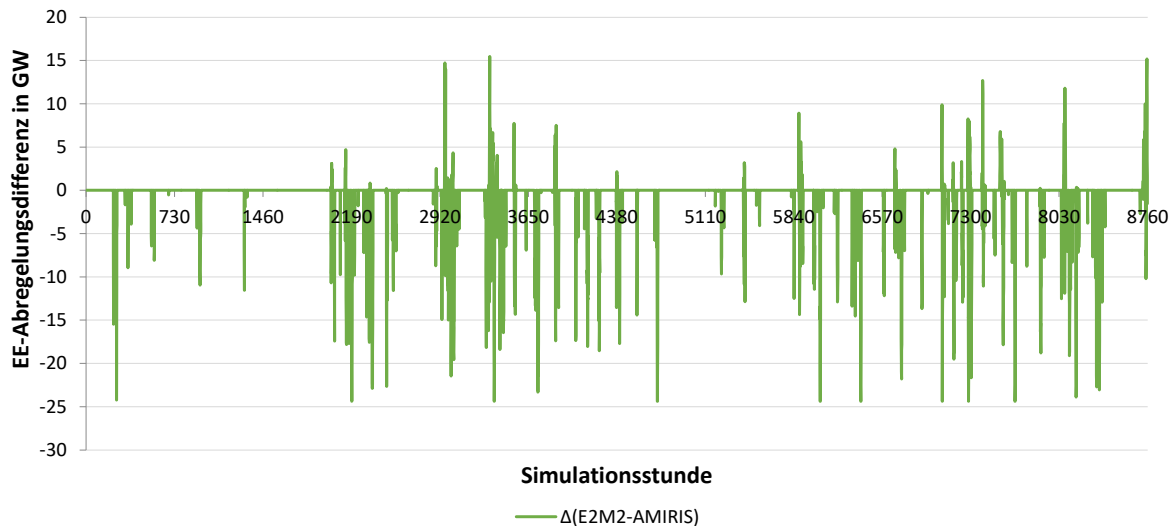


Abbildung 6.45: Differenz der EE-Abregelung bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Auswirkung auf Systemkosten

Die kumulierte Systemkostendifferenz nimmt im Vergleich zum Lauf ohne Berücksichtigung von Preisrisiken beim Speichereinsatz mit „fehlertoleranter“ Strategie nochmals um 22,4 Mio. € auf 153,9 Mio. € zu. Dies entspricht einer Steigerung um 17 %. Bezogen auf die jährlichen Gesamtsystemkosten i. H. v. 15,1 Mrd. € beträgt der Efficiency-Gap ca. 1 %. Die Entwicklung der kumulierten Systemkostendifferenz ist in Abbildung 6.46 dargestellt.

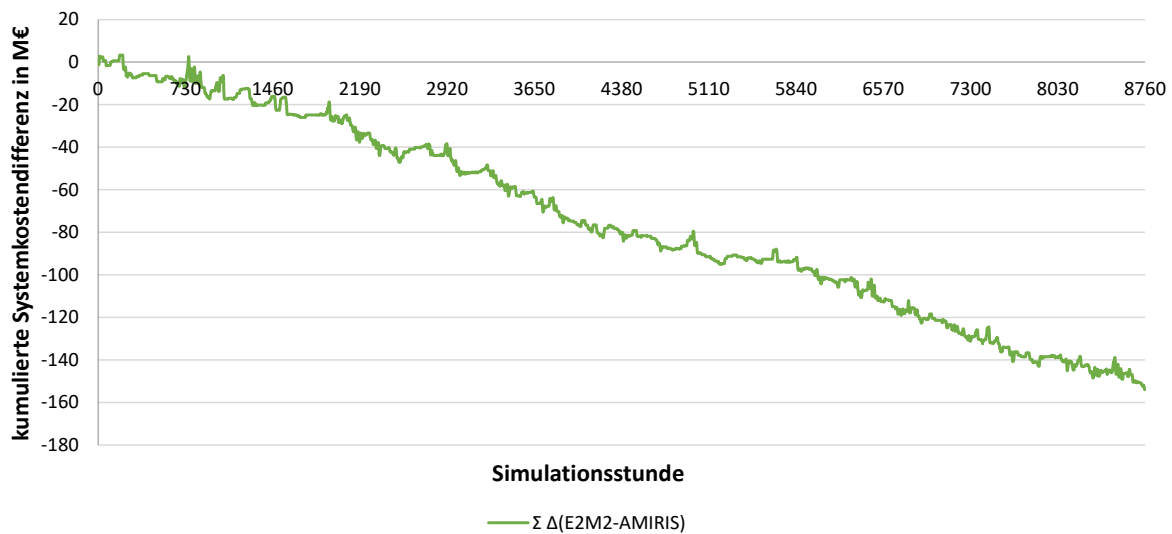


Abbildung 6.46: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zwei Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken im EE 60 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Zwischenfazit

Die Erhöhung des EE-Anteils von 40 % auf 60 % führt auch zu einem deutlichen Anstieg der Differenzen bei den analysierten Auswertungskriterien wie Speicherdispatch, Strompreise, EE-Abregelung und Systemkosten. Dies liegt vor allem an einem zunehmend divergenten Speicherdispatch in beiden Modellen. Die Berücksichtigung von Preisrisiken erhöht den Efficiency-Gap im 60 % Szenario im Vergleich zum Lauf ohne Berücksichtigung von Preisrisiken um 17 %, während die Steigerung im 40 %-Szenario nur 7,5 % betrug.

Mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie bei 60 % und 80 % EE-Anteil

Die letzten beiden Analysen mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie bei einem EE-Anteil von 60 % und 80 % werden zusammen dargestellt und können direkt mit dem Ergebnissen des Szenarios mit einem 40 % EE-Anteil aus Abschnitt 6.1.4 verglichen werden.

These

Die These dieser Analyse entspricht der vom Lauf mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS bei 40 % EE-Anteil, die bereits in Abschnitt 6.1.4 erläutert wurde. Es ist außerdem zu erwarten, dass sich die Unterschiede bei den Systemkosten zwischen beiden Modellen mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien weiter vergrößern. Als Hauptgrund kann die weiter zunehmende Unsicherheit beim Speichereinsatz aufgrund der höheren Residuallastfluktuation und damit der Varianz der Preise auf dessen Basis der Speicherbetreiber seine

Preisannahmen für die „fehlertolerante“ Einsatzstrategie entwickeln muss, angesehen werden.

Szenariorahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse des 60 % und 80 % Szenarios mit zehn Speicherbetreibern gemeinsam betrachtet, um vor allem auf die Auswirkung eines höheren EE-Anteils eingehen zu können. Die Speicherbetreiber werden mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken initialisiert und zusätzlich wird die variable Marktprämie aktiviert. Die Werte zur Zusammensetzung des Kraftwerksparks und des CO₂-Caps können in Tabelle 6.10 und Tabelle 6.11 eingesehen werden. Die unterschiedlichen Grenzkosten der thermischen Kraftwerke sind auf die in E2M2 ermittelten CO₂-Preise zurückzuführen. Diese wurden mittels der in Abschnitt 4.2 erläuterten mehrstufigen Methode berechnet und betragen 24,2 €/t im 60 % EE-Szenario und 26,8 €/t im 80 % EE-Szenario.

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	zehn Speicher in AMIRIS	
128,1 Mt	545 TWh	21,5 GW	86,2 GW	107,7 GW	9,6 GW	38,6 GW	11,8 GW	à 2,4 GW	à 14,2 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	32,48 - 47,72	44,29 - 53,70	68,43 - 88,51	-	-

Tabelle 6.10: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 60 % EE-Szenario mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS

CO ₂ -Cap	Last	Wind Off	Wind On	PV	BKW	GuD	GT	zehn Speicher in AMIRIS	
54,9 Mt	545 TWh	31,0 GW	123,9 GW	154,9 GW	3,6 GW	32,6 GW	12,2 GW	à 6,2 GW	à 49,4 GWh
Grenzkosten in €/MWh		30,4	18,5	0	34,77 - 51,16	45,15 - 54,75	69,77 - 90,25	-	-

Tabelle 6.11: Szenariorahmen und Kraftwerksparemeter für das 80 % EE-Szenario mit zehn Speicherbetreibern, „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie in AMIRIS

Auswirkung auf Speicherdispatch

Wie in Abbildung 6.47 beim Vergleich der Speicherleistungsdifferenz zu erkennen ist, nimmt die Abweichung vom 60 % (oben) zum 80 % (unten) Szenario nochmal deutlich zu. Während die maximale Ein- bzw. Ausspeicherleistungsdifferenz bei 60 % EE-Anteil noch zwischen -25 GW bis +21 GW lag, steigt sie im 80 % Szenario auf -60 GW bis +43 GW, was bei der Einspeicherung in einzelnen Stunden fast der gesamten verfügbaren Speicherleistung von 61 GW entspricht.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

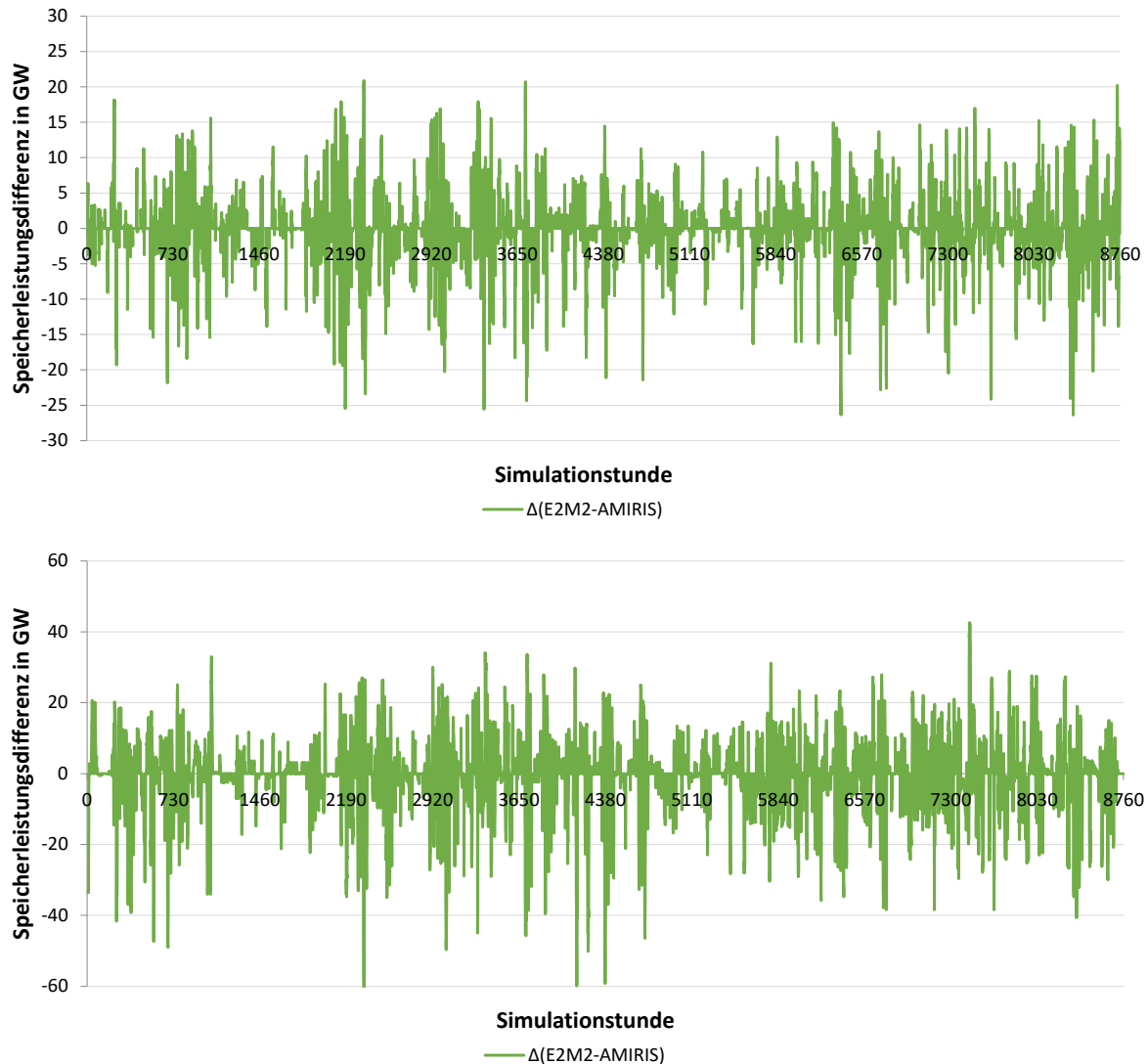


Abbildung 6.47: Abweichung der Ein- und Ausspeicherleistung zwischen E2M2 und AMIRIS bei zehn Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und mit Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und EE 80 %-Szenario (unten)

In beiden Szenarien kommen die Speicher in AMIRIS deutlich seltener zum Einsatz bzw. speichern nicht so viel Strom zwischen wie der systemoptimale Speicher in E2M2. Im 80 % Szenario werden in E2M2 jeweils 48,3 TWh ein- und wieder ausgespeichert, während in AMIRIS 30,6 TWh zwischengespeichert werden. Im 60 % Szenario ist die Differenz mit 6,0 TWh (E2M2 16,2 TWh und AMIRIS 10,2 TWh) ähnlich hoch. Interessant ist außerdem die Beobachtung, dass das Speichervolumen in AMIRIS im Vergleich zum Lauf mit 60 % EE-Anteil, zwei Speicherbetreibern mit „fehlertoleranter“ Speicherstrategie und Berücksichtigung von Preisrisiken aber ohne variable Marktprämie nochmal zugenommen hat. Ohne Marktprämie lag das Speichervolumen bei zwei Speichern in AMIRIS nur bei 7,27 TWh. Allein die Marktprämie oder aber auch die höhere Anzahl an Speichereinheiten im System führt im untersuchten Lauf zu einem erhöhten Speichervolumen von 2,9 TWh.

Auswirkung auf Strompreise

Bei den Strompreisen ergeben sich im Vergleich des 60 % und 80 % Szenarios ebenfalls deutliche Unterschiede, die beispielhaft in Abbildung 6.48 für den Zeitraum der 3.000. bis 3.500. Stunde dargestellt sind. Gut zu erkennen ist, dass im 80 % Szenario sowohl zusätzliche Situationen auftreten, in denen es zu stark negativen Speisen, aber auch zu Knappheitspreisen in AMIRIS kommt.

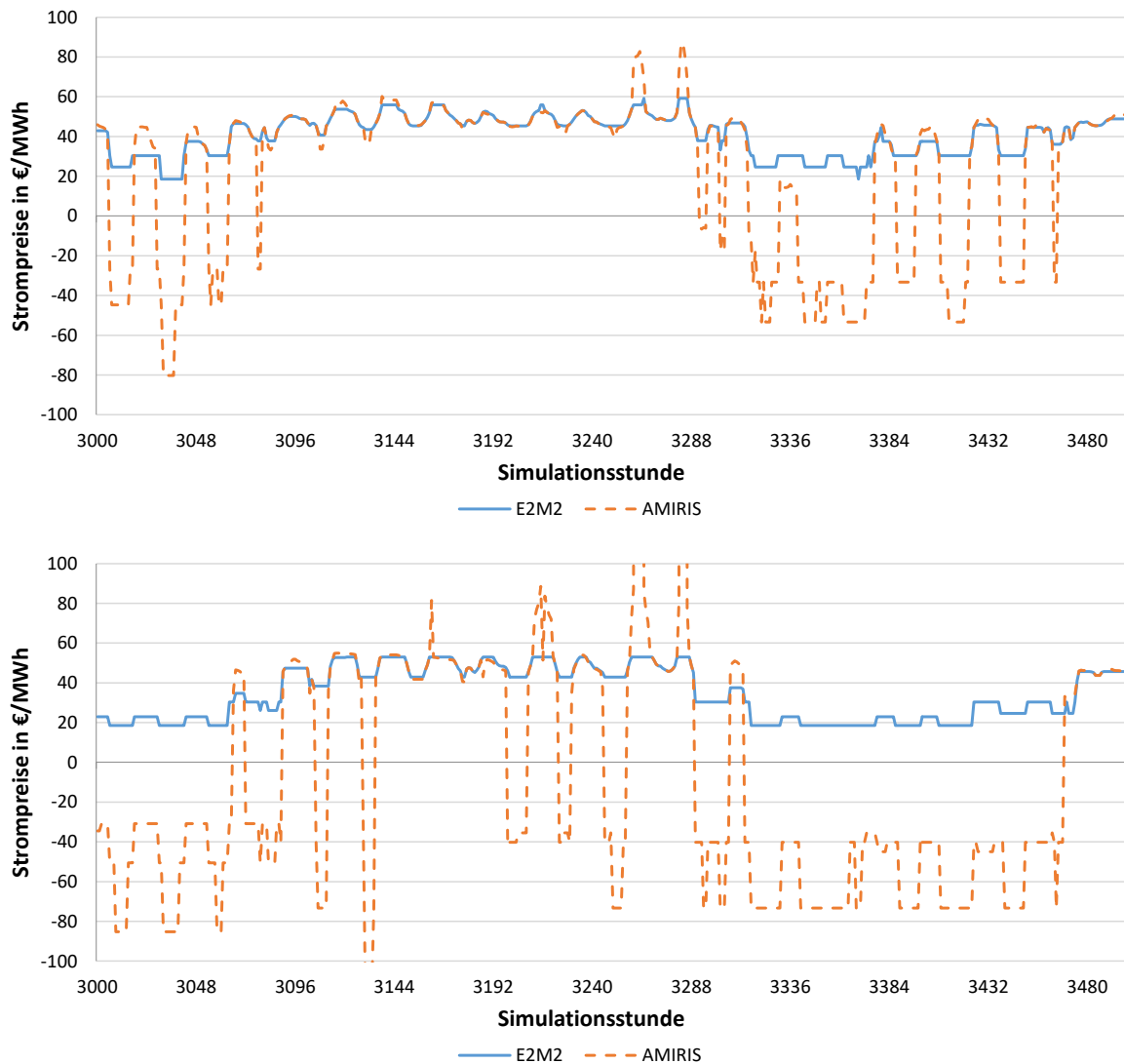


Abbildung 6.48: Strompreise in den Simulationsstunden 3000-3500 bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und 80 %-Szenario (unten) im Vergleich zu E2M2

In AMIRIS kommt es im 80 % Szenario nicht mehr nur in einzelnen Stunden zu negativen Preisen, sondern über längere Zeiträume, wie bspw. von der 3.314. bis zur 3.468. Stunde. Dabei haben noch kurz zuvor - um die 3.288. Stunde herum - Knappheitspreise vorgelegen.

Auswirkung auf EE-Abregelung

Wie schon zuvor beim Speicherdispatch und den Strompreisen lässt sich auch bei der EE-Abregelung ein deutlicher Anstieg der Differenzen zwischen E2M2 und AMIRIS feststellen.

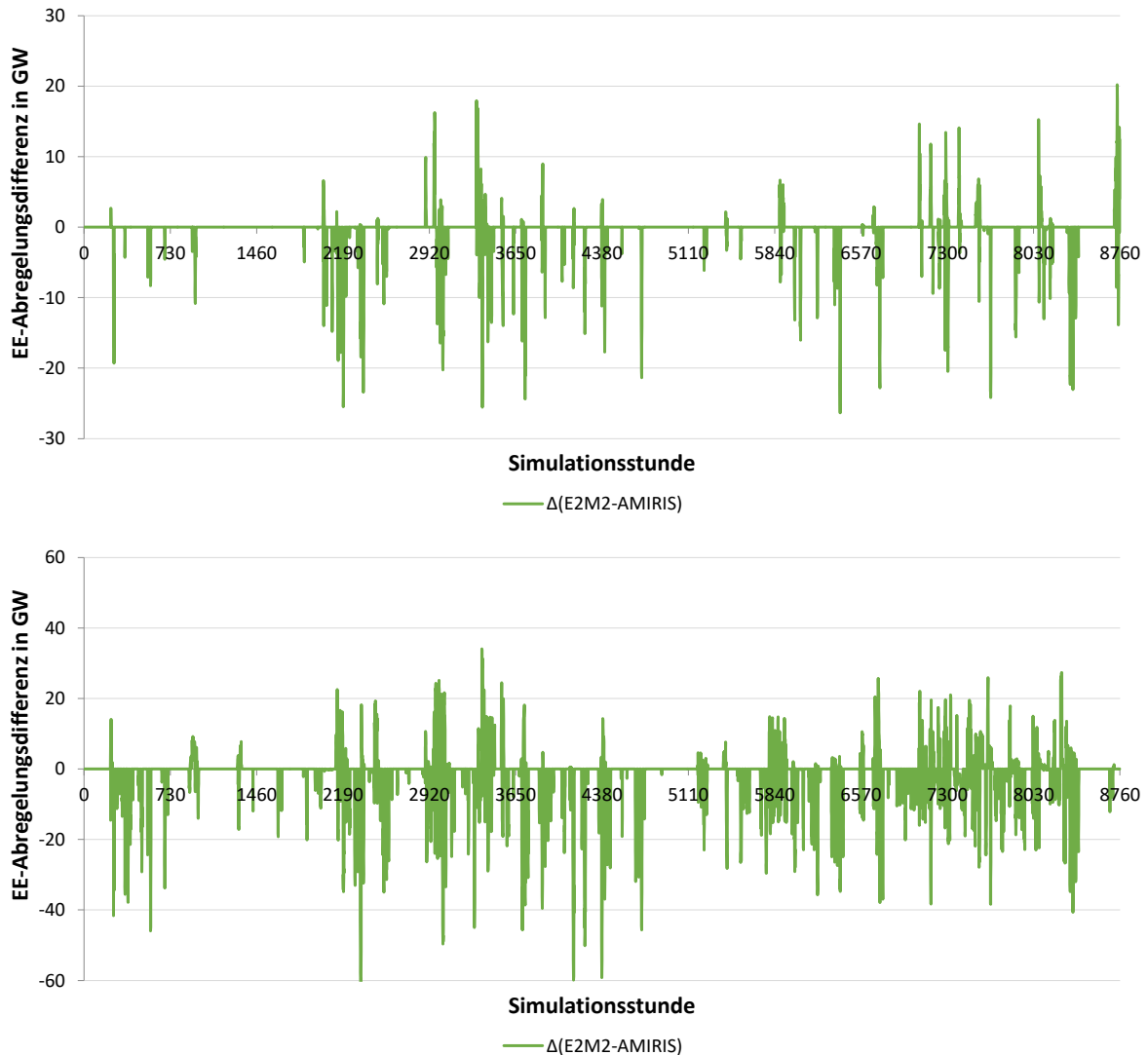


Abbildung 6.49: Differenz der EE-Abregelung bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 %-Szenario (oben) und 80 %-Szenario (unten) im Vergleich zu E2M2

Wie in Abbildung 6.49 abgetragen, zeigt sich im 80 % Szenario (untere Grafik) im Vergleich zum 60 % Szenario eine deutliche Zunahme sowohl in den Stunden in denen EE-Strom abgeregelt wird, als auch in der Höhe der abgeregelter EE-Leistung. Der Effekte der variablen Marktprämie, der i. d. R. durch die Merit-Order-Verschiebung zu einer Reduktion der abgeregelter EE-Strommengen führt, kommt in diesen beiden Simulationsläufen nicht zum Tragen, da die Grenzkosten der EE-Anlagen in beiden Szenarien günstiger sind, als die der konventionellen Kraftwerke (vgl. Tabelle 6.10 und Tabelle 6.11).

Die Differenz bei der EE-Abregelung zwischen E2M2 und AMIRIS nimmt vom 60 % zum 80 % Szenario deutlich von 3,5 TWh (E2M2: 7,39 TWh, AMIRIS: 10,67 TWh) auf 15,4 TWh zu

(E2M2: 43,14 TWh, AMIRIS 58,61 TWh), eine Differenz von 47 % bzw. 36 % bezogen auf die systemoptimalen EE-Abregelung in E2M2.

Auswirkung auf Systemkosten

Beim Vergleich der Systemkostendifferenz zeigt sich erneut ein deutlicher Anstieg vom 60 % zum 80 % Szenario. Wie in Abbildung 6.50 für das 60 % Szenario in der oberen Grafik dargestellt ist, kumuliert sich die Systemkostendifferenz bis zum Jahresende auf 120,2 Mio. € und im 80 % Szenario auf 490,9 Mio. €. Dies entspricht gemessen an den Gesamtsystemkosten von E2M2 i. H. v. 15,075 Mrd. € im 60 %-Szenario 0,8 % bzw. 4,1 % im 80 %-Szenario (E2M2 Gesamtsystemkosten: 12,051 Mrd. €). Mit 4,1 % nimmt der Efficiency-Gap damit auch aus Kostensicht erstmals eine energiewirtschaftlich relevante Größenordnung ein.

Interessant ist wiederum die Beobachtung, dass die Systemkostendifferenz im analysierten 60 %-Szenario im Vergleich zum Lauf mit nur zwei Speicherbetreibern und ohne variabler Marktprämie von 153,9 Mio. € auf 120,2 Mio. € abnimmt (vgl. vorherige Auswertung). Der Grund wird wie schon bei der verringerten EE-Abregelung in der Wechselwirkung von suboptimaler Speicherstrategie mit der Marktprämie und im Ausgleich der Berücksichtigung von Preisrisiken bei zehn Speicherbetreibern gesehen.

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

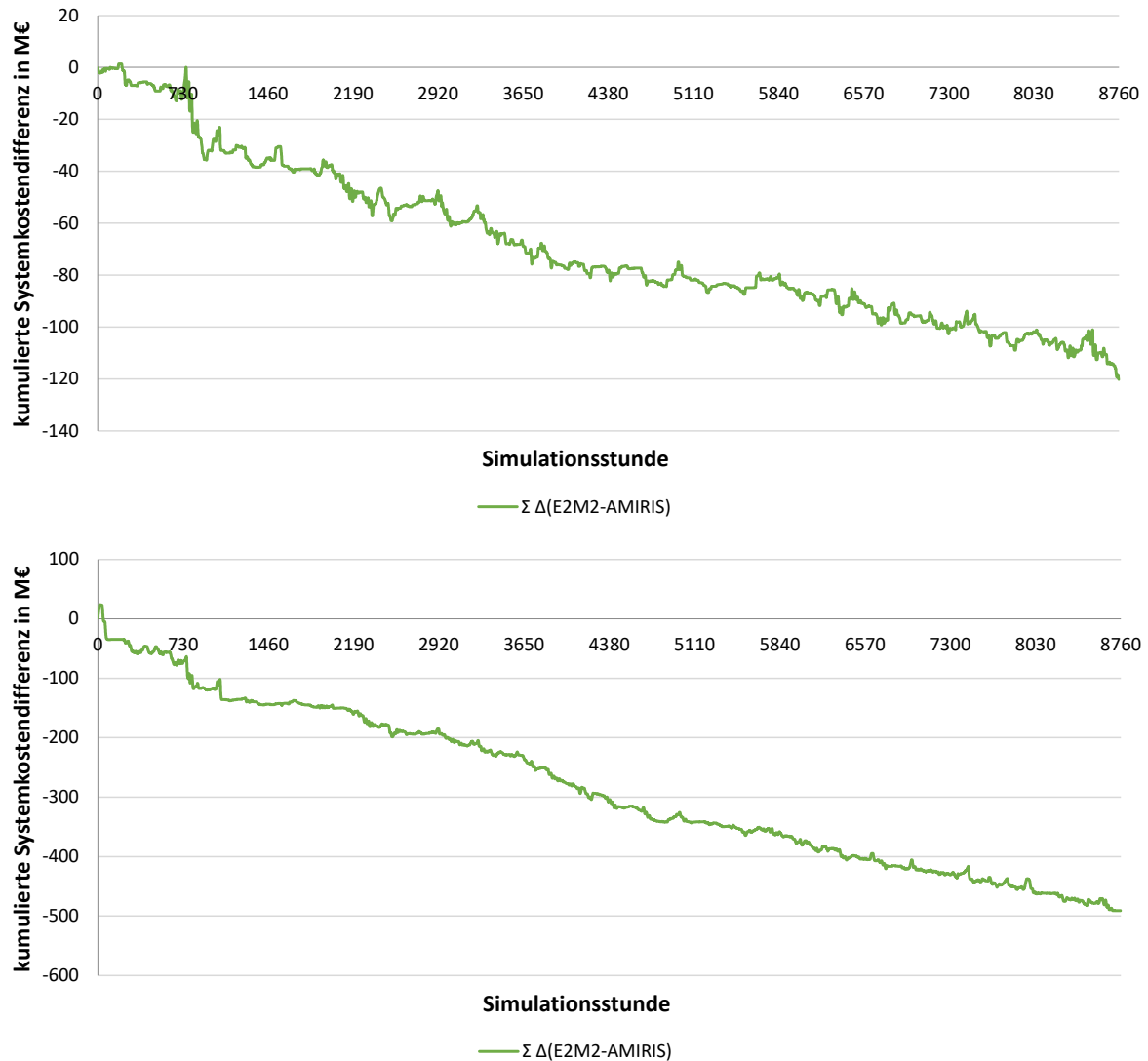


Abbildung 6.50: Kumulierte Systemkostendifferenz bei zehn Speichern in AMIRIS mit „fehlertoleranter“-Speicherstrategie, Berücksichtigung von Preisrisiken und variabler Marktprämie im EE 60 % und 80 %-Szenario im Vergleich zu E2M2

Zwischenfazit

Je höher der EE-Anteil im System, desto stärkeren Einfluss haben die untersuchten Einflussfaktoren - wie Entscheidung unter Unsicherheit und Verzerrungen durch regulatorische Rahmenbedingungen - auf den Efficiency-Gap. Während die untersuchten Effekte auf den Efficiency-Gap im 40 %-Szenario alle weit unter 1 % der Systemkosten lagen, erhöht sich die Systemkostendifferenz im 80 % Szenario auf 490,9 Mio. € bzw. 4,1 % der Systemkosten von E2M2.

7 Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerung (DLR, IER)

Eine zuverlässige, effiziente und bezahlbare Transformation des Energiesystems benötigt sowohl die Identifikation optimaler Zielzustände als auch die Definition politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen, die die Erreichung dieser Zielzustände ermöglichen. Fundamentale Optimierungsmodelle bauen auf der idealisierenden Annahme eines Markts mit vollständigem Wettbewerb auf und ermitteln ein kostenoptimales System unter Berücksichtigung techno-ökonomischer Parameter, verfügbarer Technologien sowie regulatorischer Rahmenbedingungen. Häufig wird hierbei auch noch unterstellt, dass keine Unsicherheiten bzgl. zukünftiger Entwicklungen vorliegen (perfect foresight). Dies führt zu Ergebnissen, die eine wichtige normative Rahmensetzung darstellen: Im idealen Fall ist eine kostengünstigere Lösung nicht möglich. An diesem „optimalen Optimum“ kann dann gemessen werden, wie sich das System bei der Abweichung von diesen idealen Annahmen verändert, was möglicherweise dem realen Verhalten näherkommt.

Dabei können Auswirkungen durch die in der Realität wichtigen weiteren Einflüsse auf die Entscheidungen der Akteure des Energiesystems erfasst werden: Unsicherheiten, Markttransparenz und Marktverzerrung sowie ein individuelles betriebswirtschaftliches Kalkül der Akteure. Diese Einflüsse auf Akteursentscheidungen lassen sich z. B. in agentenbasierten Modellen abbilden.

Im Projekt ERAFlex wurde durch den Vergleich der Ergebnisse des Optimierungsmodells E2M2 (IER) und des agentenbasierten Modells AMIRIS (DLR) die Lücke zwischen einem volkswirtschaftlich optimalen System und Systemen bestimmt, die in bestimmten Punkten vom idealen Verhalten abweichen und damit einem realisierbaren System möglicherweise näher kommen. Das Wissen um diesen sogenannten Efficiency-Gap ermöglicht es, diesen in zukünftigen Forschungen für den Vorschlag von Maßnahmen zur Umgestaltung des Energiesystems zu berücksichtigen, die Auswirkungen veränderter Rahmensetzungen zu untersuchen, um am Ende effizientere Transformationspfade zu erhalten.

7.1 Diskussion der Modellergebnisse

In den durchgeführten Simulationsexperimenten in Abschnitt 6 wurden die Auswirkungen vom aktueursspezifischen Verhalten, von Entscheidungen unter Unsicherheit und von regulatorischen Rahmenbedingungen auf den Speichereinsatz, die Strompreise, die EE-Abregelung und die Systemkosten hin analysiert. Hierbei wurden die Auswirkungen der Effekte zunächst isoliert betrachtet und anschließend kombiniert untersucht, um Aussagen über den Efficiency-Gap treffen zu können. Der EE-Anteil wurde im System schrittweise von 40 % über 60 % bis auf 80 % gesteigert, um zusätzlich die Auswirkung der Effekte auf die Ergebnisse in Abhängigkeit der fluktuierenden EE Einspeisung analysieren zu können.

Es hat sich im Referenzszenario mit 40 % EE-Anteil zunächst gezeigt, dass das aktueursspezifische Verhalten mit einer „profitmaximierenden“ Speicherstrategie wenig Einfluss auf die Systemkostendifferenz und damit den Efficiency-Gap hat, sich jedoch durchaus relevante Unterschiede bei den Strompreisen und dem Speichereinsatz ergeben können (vgl. Abschnitt 6.1.1.). Die Unterschiede in den Strompreisen ergeben sich dadurch, dass ein profitorientierter Agent die Preisfluktuationen an der Börse weniger stark „glättet“ im Vergleich zu einem systemoptimalen Speichereinsatz. So wird die Preisspanne zwischen dem Verkaufs- und dem Kaufpreis möglichst groß gehalten. Obwohl durch den profitmaximierenden Speichereinsatz Knappheitspreise in AMIRIS auftraten, bleibt der Einfluss auf die Systemkosten im durchgeführten Modellvergleich jedoch gering. Ursächlich hierfür ist auch der gewählte Ansatz zur Ermittlung der Systemkosten bei nicht gedeckter Last: Diese wird mit den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks berücksichtigt und unterscheidet sich hierdurch zu diesen Stunden nur geringfügig von den Systemkosten des Kraftwerksbetriebs im Optimierungsmodell. Wäre es möglich gewesen neben den Betriebskosten auch die Differenzen der Investitionskosten der Kraftwerke zu berücksichtigen, so hätte sich vermutlich ein erheblich größerer Einfluss des Speichereinsatzes auf die Systemkosten gezeigt.

Die Berücksichtigung von Preisrisiken bei den Einsatzentscheidungen der Speicherbetreiber mittels einer fehlertoleranten Einsatzstrategie hat gezeigt, dass die Speicherbetreiber aufgrund des Informationsdefizits nur suboptimale Entscheidungen treffen können. Mit dieser Strategie entsprach der Speichereinsatz nur einem Viertel des Einsatzes im Optimierungsmodell. Als direkte Folge des Mindereinsatzes der Stromspeicher ergibt sich ein abweichender Einsatz konventioneller Kraftwerke mit entsprechenden Mehrkosten. So ergibt sich in diesem Szenario ein Efficiency-Gap unter Berücksichtigung von Preisrisiken von 22,7 Mio. € (ca. 0,13 % der Systemkosten aus E2M2, vgl. Abschnitt 6.1.2).

Die Untersuchung marktverzerrender Effekte durch den Einsatz einer variablen Marktprämie führte (unter der Bedingung, dass sich Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb der von EE-Erzeugungsanlagen im Markt befinden) zu einem Efficiency-Gap i. H. v. 19,4 Mio. € bzw. ca. 0,13 % der Systemkosten in AMIRIS beim Lauf ohne Prämie aber mit angepasstem Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 6.1.3). Hier hängen die Ergebnisse jedoch stark von den Annahmen über die Grenzkosten der Windanlagenbetreiber und der Grundlastkraftwerke wie Kern- und Braunkohlekraftwerke ab. Denn diese Grenzkosten bestimmen einerseits die Reihenfolge der Kraftwerke in der Merit-Order am Strommarkt. Andererseits wird über die Grenzkosten

der EE-Anlagen die Höhe der Marktprämien bestimmt. Unter der Annahme, dass diese Prämien bei der Gebotslegung berücksichtigt werden, kann die Marktprämie zu einer veränderten Merit-Order und zu negativen Börsenpreisen führen, wenn die EE-Anlagen preissetzend sind. Ohne Prämie wären die Marktpreise in diesen Stunden sehr klein, aber positiv. Sind die Preise negativ, verstärkt dies den Kaufanreiz für Stromspeicher und kann damit zu veränderten Einsatzstrategien führen: Im Vergleich zum Lauf ohne Marktprämie setzte der Speicher ca. 16 % mehr Energie um. Auch wenn der Einfluss der Prämie auf den Efficiency-Gap im untersuchten Szenario verhalten ausfällt, könnten andere Annahmen und Szenarien zu deutlicheren Effekten führen. Aufgrund der möglichen vielschichtigen Einflüsse regulatorischer Maßnahmen auf komplexe Systeme ist eine gewissenhafte Untersuchung der Maßnahmen zu ihrem Wirkungsverständnis geboten.

Bei den Analysen mit höheren EE-Anteilen hat sich gezeigt, dass der Efficiency-Gap überproportional zum EE-Anteil ansteigt. Während der kombinierte Efficiency-Gap aus Entscheidungen unter Berücksichtigung von Preisrisiken und regulatorischer Rahmenbedingungen im 40 % Szenario bei 21,2 Mio. € (ca. 0,12 % der Systemkosten aus E2M2) lag, stieg er im 60 % Szenario auf 120,2 Mio. € (ca. 0,8 %) und im 80 % Szenario sogar auf 490,9 Mio. € (ca. 4,1 %) (vgl. Abschnitt 6.2) an. Dies kann durch die grundsätzlich abweichende Struktur des Kraftwerkparcs zwischen den Szenarien erklärt werden. Die Flexibilitätsbereitstellung in niedrig-EE Szenarien basiert stark auf konventionellen Kraftwerken, deren Abbildung in beiden Modellen nahezu gleichwertig ist. Wird allerdings von hohen EE-Anteilen ausgegangen, übernehmen Speichertechnologien einen signifikanten Anteil der Flexibilitätsbereitstellung. Dies führt, getrieben durch die unterschiedlichen Abbildungen in den Modellen (z. B. Systemoptimierend vs. Profit-maximierend), zwangsläufig zu einem höheren Efficiency-Gap. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass vor allem eine große Divergenz beim Speichereinsatz zu einer Erhöhung des Efficiency-Gaps führt.

Der Einfluss des Anteils der erneuerbaren Energien im System auf die abgeregelte Strommenge beträgt im 40 % Szenario in AMIRIS absolut 190 GWh bzw. 33 % mehr als in E2M2, im 60 % Szenario 3,5 TWh (47 %) und im 80 % Szenario 15,4 TWh bzw. 35 % mehr. Die relativ zu E2M2 abgeregelten Anteile entsprechen damit in etwa den Anteilen aus den Läufen des 40% Szenarios, in denen Entscheidungen unter Unsicherheit ohne Marktprämie untersucht wurden (2 Speicher, korrekte Prognose: 32% mehr abgeregelt im Agentenmodell; 2 Speicher und fehlerhafte Prognose: 44 % mehr abgeregelt). Der Anteil der Erneuerbaren hat in den betrachteten Szenarien daher keinen direkten Einfluss auf die unterschiedliche Abregelung in den beiden Modellen. Es sind vielmehr die profitorientierten Strategien der Akteure und Unsicherheiten in den Strategieprognosen, die die Differenz in den Modellergebnissen verursachen. Da ein Energiesystem von Akteuren aufgebaut, gestaltet und verändert wird, kann eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlagenbetreiber die Effizienz der Planung von zukünftigen Energiesystemen deutlich erhöhen.

Die direkte Übertragung der im Rahmen dieses Projekts auf Basis vereinfachter exemplarischer Beispielsysteme generierten Ergebnisse auf das reale Energiesystem sollte sich auf die grundsätzlichen Wirkungszusammenhänge und Effekte beschränken. Für konkrete quantitative Aussagen für das reale Energiesystem müssen aufbauend auf den hier gezeigten Ansät-

zen weitere Untersuchungen mit detaillierteren Modellen durchgeführt werden, die z. B. den Einfluss von in der Realität insbesondere auch durch KWK oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen gegebene ‚Must-Run‘-Kapazitäten berücksichtigen und damit die Systemflexibilität verringern. Diese Einheiten haben einen starken Einfluss auf die Merit-Order und damit auch auf die Entscheidung welche Erzeugungseinheiten letztendlich die Last decken.

Auch die An- und Abfahrkosten der thermischen Kraftwerke sind in den durchgeführten Simulationsläufen noch nicht berücksichtigt worden. Durch diese verändern sich die Grenzkosten und damit die Gebote der thermischen Kraftwerksbetreiber an der Strombörse, was zur Reduktion der Flexibilität im System führt. Hierdurch ändert sich nicht nur die Merit Order sondern auch die Systemkosten.

Im Fall der variablen Marktprämie musste bei den Modellexperimenten aus Gründen der Vereinfachung auf einen Kraftwerkspark zurückgegriffen werden, der durch manuelle Vorgaben entstanden war und somit nicht einem theoretisch optimalen Kraftwerkspark aus der Simulation mit E2M2 entspricht. Dies ist bei der Bewertung des Efficiency-Gaps einschränkend zu berücksichtigen und sollte bei zukünftigen Forschungsvorhaben verbessert umgesetzt werden, so dass „realistischere“ Kraftwerksparks zum Einsatz kommen, die näher am realen System liegen.

7.2 Schlussfolgerungen

Durch die Harmonisierung und Kopplung des kostenminimierenden fundamentalen Elektrizitätsmarktmodells E2M2 und des agentenbasierten Elektrizitätsmarktmodells AMIRIS konnte für verschiedene Fälle von Abweichungen vom idealen Verhalten der Efficiency-Gap im Elektrizitätssektor identifiziert und die Auswirkungen der vom idealen Verhalten abweichenden Annahmen ausführlich untersucht werden. Die dabei identifizierten und analysierten Ursachen des Efficiency-Gaps sind:

1. das betriebswirtschaftliche Kalkül der Akteure inkl. Bounded-Rationality Aspekte,
2. die nicht-perfekte Voraussicht und Entscheidungen unter Unsicherheit (Informationsdefizite),
3. sowie Verzerrungen durch regulatorische Rahmenbedingungen.

Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Modellkopplung und Identifizierung des Efficiency-Gaps ist die Harmonisierung der Modelle. Erst hierdurch können Ergebnisabweichungen, die durch das Verhalten der Marktakteure entstehen, von denen unterschieden werden, die auf die Unterschiede der Modelle und ihrer Eingangsdaten zurückzuführen sind. Daher wurde im ersten Schritt für die Modelle ein gemeinsamer Szenariorahmen geschaffen. Durch die zielgerichtete Modifikation der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie durch die Angleichung exogener Input-Parameter und interner Ausführungslogiken der Modellkomponenten konnten die Modelle soweit vollumfänglich harmonisiert werden, dass nur noch sehr geringe Unterschiede in den Ergebnissen bei identischen Rahmenannahmen auftraten. Aus den Erfahrungen der für die Harmonisierung notwendigen Arbeiten können folgende Empfehlungen für zukünftige vergleichende Modellkopplungen abgeleitet werden:

- Eine erfolgreiche Modellharmonisierung sowie -kopplung erfordert die Definition und Anwendung eines gemeinsamen Szenariorahmens. Hierzu ist eine Identifikation gemeinsamer Inputparameter erforderlich. Parameter, die nicht von allen Modellen gleichermaßen erfasst werden, müssen durch geeignete Konfiguration einer Modellkopplung bzw. einer iterativen Modellanwendung in der Analyse berücksichtigt werden.
- Die Zeitauflösung und die Abbildung im modellierten Zeitrahmen müssen gleich oder kompatibel zueinander sein. Hierbei können unterschiedliche Granularitäten, Planungshorizonte, Rollierungsschemata oder repräsentative Zeitausschnitte zu Inkompatibilitäten oder Modelländerungsbedarfen führen.
- Selbst minimale Abweichungen bei der Technologieabbildung (z. B. bei Stromspeicher: Abbildung von Wirkungsgraden als Roundtrip vs. getrennte Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade) können zu signifikanten Abweichungen der Modelle führen. Solche Differenzen in der Modellierung sollten frühzeitig identifiziert werden (z. B. durch eine Gegenüberstellung der mathematischen Modellansätze anhand einer Vergleichsmatrix) um ggf. rechtzeitig Modelländerungen vornehmen zu können.
- Bei numerischen Modellen sind numerische Genauigkeitsverluste in Modellkomponenten nie zu vermeiden (z. B. durch den Einsatz von Rundungsverfahren). Diese sind sorgfältig zu identifizieren und ggf. entsprechend anzupassen, um die Auswirkungen beim Vergleich auf ein Minimum zu beschränken.
- Es bedarf der Auswahl geeigneter quantitativer Kriterien für den Modellvergleich, um feststellen zu können, ob die Modelle hinreichend im Gleichklang sind. Hierbei eignen sich insbesondere Zeitreihen modellierter Größen (z. B. der Verlauf des Strompreises oder des Speichereinsatzes), da hierdurch Abweichungen direkt den ursächlichen Ereignissen in den Modellen zugeordnet werden können.

Im ERAFlex Projekt konnte nach dem aktuellen Wissensstand der Autoren zum ersten Mal überhaupt und im speziellen für das Stromsystem in Deutschland für einige exemplarische Anwendungsfälle ein Efficiency-Gap identifiziert und quantifiziert werden. Auch wenn die Anwendungsfälle stark vereinfachte Beispielfälle darstellten und das reale System nur begrenzt abbilden, konnten doch einige wertvolle Erkenntnisse generiert werden. Die hiermit gemessene Diskrepanz ist stark abhängig von der Höhe des CO₂-Reduktionsziels und dem damit verbundenen EE-Anteil. Trutnevyte (2016) konnte bereits zeigen, dass Optimierungsmodelle allein nur bedingte Aussagekraft über das reale Systemverhalten und dessen Kosten bieten. In der Kombination mit einem agentenbasierten Modellierungsansatz kann der Efficiency-Gap jedoch detailliert analysiert werden. Hierdurch können Einzel- und Gesamteffekte, die sich auf die Diskrepanz zwischen theoretischen und praktischen Systemkosten auswirken, modelltechnisch erfasst und quantifiziert werden. Dies konnte im Rahmen des Projekts für einige Beispielfälle gezeigt werden. Die Umsetzung für reale Probleme kann mit dem entwickelten Ansatz in zukünftigen Projekten erfolgen.

Bei den Analysen zeigt sich, dass der Efficiency-Gap mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer im System überproportional ansteigt und damit für die Planung eines zukünftigen

gen deutschen Energiesystems mit hohen Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien erheblich an Bedeutung gewinnen wird. Denn nicht nur die Höhe des fluktuierenden EE-Anteils, sondern auch die Anzahl der dafür notwendigen komplementären Flexibilitätsoptionen erhöhen die Systemkomplexität und damit die Unsicherheitsfaktoren beim Anlageneinsatz. Aus Sicht des Projekts ist es daher von großer Bedeutung, dass im Hinblick auf zukünftige Analysen der Entwicklung des Stromerzeugungssystems auf Basis hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien unbedingt auch eine Analyse des Einflusses des Efficiency-Gaps erfolgt. Es wird empfohlen, dass bei der Erstellung von Szenarien nicht nur die absoluten Kosten aus den Optimierungsmodellen sondern auch die Höhe des jeweiligen Efficiency-Gaps als Bewertungsmaß für die Umsetzbarkeit herangezogen werden. Die Autoren gehen davon aus, dass ein höherer Efficiency-Gap ein Indiz für eine schwierigere Umsetzung des Szenarios ist, was bei der Wahl des Transformationspfades auch mitberücksichtigt werden muss.

7.3 Ausblick

Die Untersuchungen in diesem Projekt leisten einen wesentlichen Beitrag zur Modellierung des komplexen Strommarkts. Die hier gewonnenen Erkenntnisse bilden die Basis zur Beantwortung weiterführender Fragen in zukünftigen Forschungsvorhaben.

Es wird davon ausgegangen, dass bei vergleichenden Szenarioanalysen die Höhe des Efficiency-Gaps ein Indiz für den Grad bzw. die Schwierigkeit der Erreichung des volkswirtschaftlichen Optimums darstellt, und dass dies bei der Wahl des Transformationspfades von den jeweiligen Entscheidungsträgern mitberücksichtigt werden sollte.

Zur Analyse des Efficiency-Gaps wurden sowohl die technischen Modellierungsansätze als auch die Input-Parameter und die regulatorischen Rahmenbedingungen in beiden Modellen harmonisiert, um die von dem Entscheidungsverhalten der Akteure abhängigen Ergebnisabweichungen zu identifizieren. Diese sind auf das Gewinnstreben und die unvollkommene Information der Akteure sowie den Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Als kritische Systemkomponente im Hinblick auf das Verhalten in zukünftigen, stark volatilen Strommärkten wurden Speicher(-akteure) identifiziert.

Bislang nicht behandelt wurden in den bisherigen Analysen des Projekts zudem die Entscheidungsdiskrepanz bei Neuinvestitionen in Erzeugungs- und Flexibilitätseinheiten. Auch hier ist zu erwarten, dass durch Abweichungen von der idealen Systemannahme weitere Efficiency-Gaps im Investitionsverhalten entstehen die für eine Gesamtbewertung mitberücksichtigt werden müssten. Es zeigt sich bei den Analysen zum Einfluss regulatorischer Rahmenbedingungen, dass diese zwar bei niedrigen EE-Anteilen noch keinen großen Effekt auf den Efficiency-Gap und damit die Systemkosten haben, jedoch sehr stark die Preisbildung an der Börse beeinflussen. Die Einnahmen am Strommarkt sind zwar für die Systemkosten und damit den Regulierer zunächst zweitrangig, jedoch nicht für die Anlagenbetreiber und Investoren, die letztendlich mit ihren Entscheidungen eine wichtige Funktion im Transformationsprozess spielen. Die Höhe dieses investitionsseitigen Efficiency-Gaps könnte wichtige Hinweise liefern, ob die für die Systemtransformation notwendigen Investitionen im realen Sys-

tem auch stattfinden oder weitere Anpassungen der regulativen Rahmenbedingungen notwendig werden.

Der bisherige Ansatz des Projektes bestand darin, die beiden verwendeten Modelle bestmöglich aneinander anzugleichen, um modelltechnische Unterschiede zuverlässig auszuschließen. Dieses Vorgehen birgt den Nachteil, dass spezialisierte Funktionen der Modelle nicht zum Einsatz kommen können. Für zukünftige Analysen können die technologischen und regulatorischen Komponenten der Modelle unabhängig voneinander prinzipiell stärker ausgeprägt werden. Ermöglicht wird dies durch die umfangreichen Erkenntnisse der Modellharmonisierung, welche die gute Interpretation der Ergebnisse auch bei höheren Abweichungsgraden der Modelle gewährleisten. Hierdurch lässt sich eine modelltechnische Basis etablieren, mit welcher die Betrachtung von realitätsnahen Szenarien ermöglicht wird. Diese sind Grundvoraussetzungen für die Berechnung von Ausbaupfaden für erneuerbare Energien sowie komplementäre Flexibilitätsoptionen, die an das Akteursverhalten angepasst sein können.

Zur weiteren Verbesserung der Realitätsnähe der Modellierungen sind über die im Rahmen dieses Projekts entwickelte Abbildung von einfachen heuristischen Einsatzstrategien von Speicherbetreibern weiter verbesserte Strategien zu entwickeln, um vertiefte Analysen zum Efficiency-Gap durchführen zu können. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Erkenntnis aus diesem Projekt, dass die Einsatzstrategien von Speichereinheiten einen entscheidenden Einfluss auf das Efficiency-Gap ausüben, wichtig. Hierdurch wird es möglich, weitere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Biomasse mit flexibler Fahrweise nach Strompreisen oder Lastmanagement, in den Untersuchungen zu berücksichtigen. Weitere mögliche Verbesserungen bezüglich der technologischen Dimension der Modelle wären die Abbildung von An-/Abfahr-/Lastwechselkosten sowie von ‚Must-Run‘-Kapazitäten, welche ihrerseits (in diesem Fall negativ) die vorhandene Flexibilität im System beeinflussen.

Zusätzlich zu den hier beschriebenen modellfokussierten Maßnahmen wurde im Projektverlauf eine tiefergreifende Methode der Modellkopplung identifiziert, welche eine stärker integrierte Nutzung der beiden verwendeten Modelltypen ermöglichen könnte. Angelehnt an den Erkenntnissen von (Trutnevyte 2016), dass die in Optimierungsmodellen bestimmte Zielsystemarchitektur nicht unbedingt die erstrebenswerteste sein muss, ist eine Methode der Modellkopplung denkbar, bei der bewusst Abweichungen vom Kostenoptimum hervorgerufen werden. Die bisher unidirektionale Modellkopplung zwischen E2M2 und AMIRIS kann zu einem sogenannten „Modell-im-Modell“ Ansatz erweitert werden, welche einen Rückfluss von Informationen aus AMIRIS hin zu E2M2 ermöglicht. Hierdurch könnten die treibenden Faktoren des Efficiency-Gaps zur Berechnung solcher Second-Best-Szenarien wiederverwendet werden. Die Autoren erhoffen sich hierdurch die Identifikation von nahezu-optimalen Szenarien, welche einen geringeren Efficiency-Gap aufweisen und deshalb auch bei der Wahl des geeigneten Transformationspfades berücksichtigt werden sollten.

Wenn diese Bearbeitungen und Erweiterungen vorgenommen werden, können in zukünftigen Forschungsprojekten Entwicklungspfade und Handlungsempfehlungen für die Anpassung regulatorischer Instrumente abgeleitet und formuliert werden, die den Efficiency-Gap,

d. h. den Unterschied in der Effizienz der theoretischen Zielerreichung und der Umsetzung in der Realität, schließen oder zumindest reduzieren.

A Anhang

A.1 Gemeinsame Datenbasis (IER)

Normiertes Lastprofil

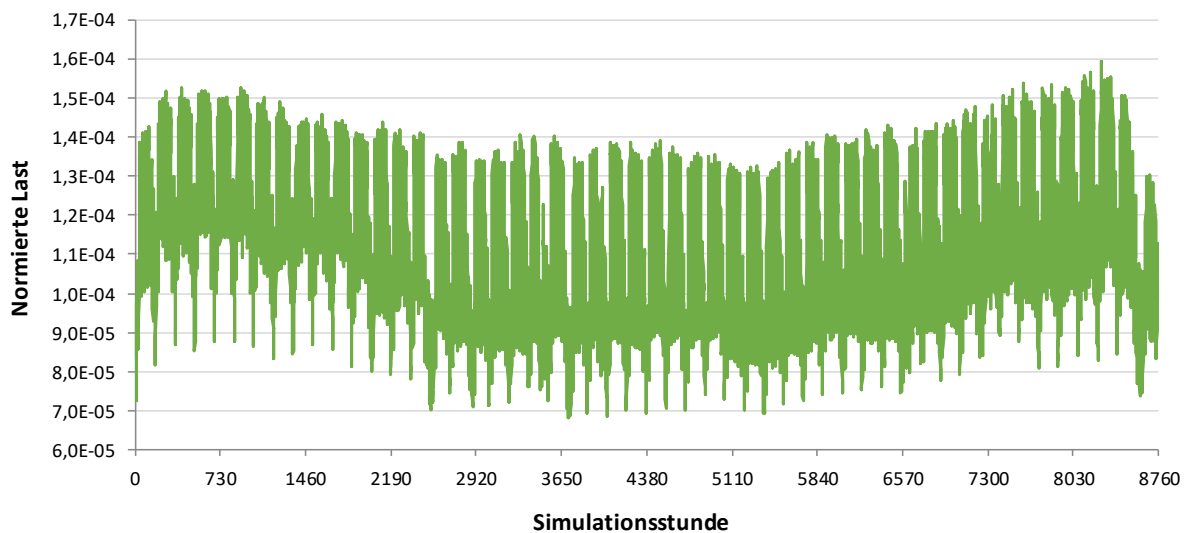


Abbildung A.1: Normiertes Lastprofil. Lastprofil im Jahr 2006 aus (ENTSO-E n.d.)

Normierte Einspeiseprofile für fluktuierende erneuerbare Energien

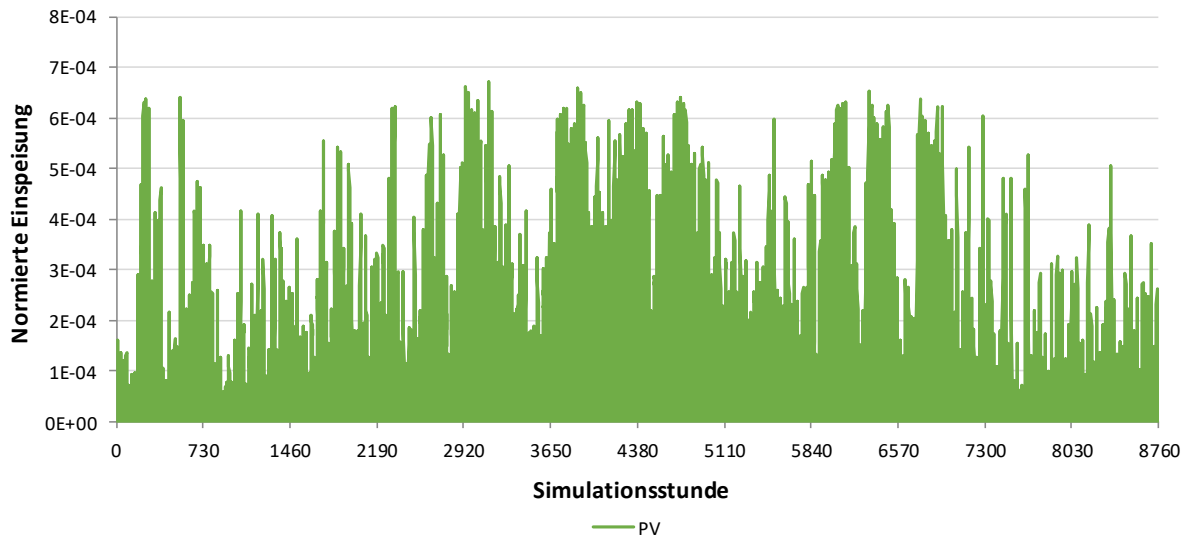


Abbildung A.2: Normiertes Einspeiseprofil für PV. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)

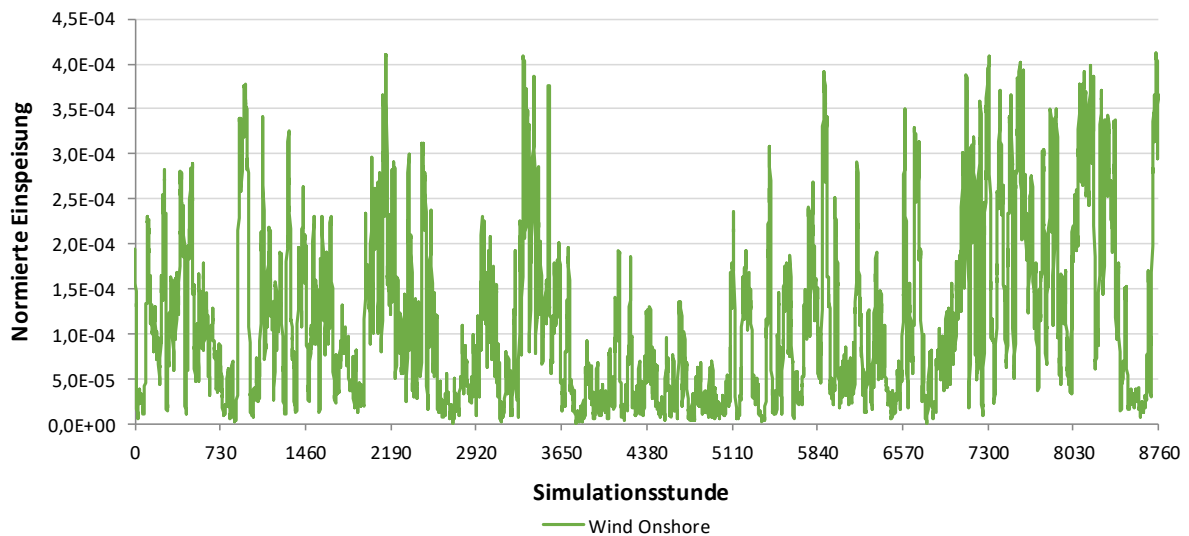


Abbildung A.3: Normiertes Einspeiseprofil für Onshore-Wind. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

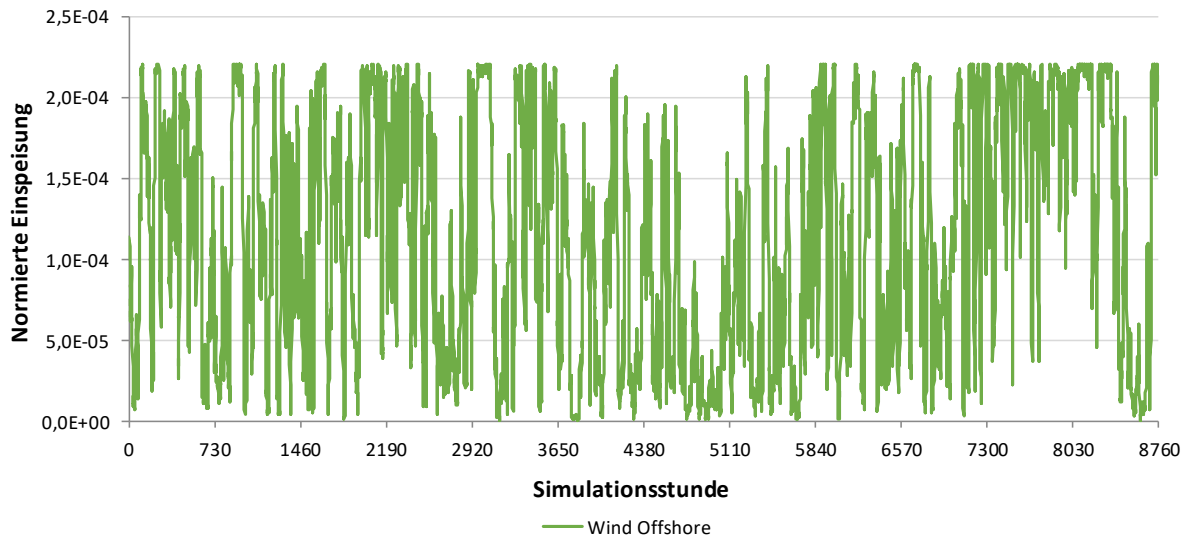


Abbildung A.4: Normiertes Einspeiseprofil für Offshore-Wind. Einspeiseprofile wurden anhand hochauflösender Wetterdaten in REMix-EnDAT ermittelt (Scholz 2012)

Gemeinsame Datenbasis

Rahmenannahmen			
EE-Variation	40 %	60 %	80 %
CO ₂ -Cap [Mt] ²⁴	201,3	128,1	54,9
Stromnachfrage [TWh]	545		

Konventionelle KW				
Technologien	SKW	BKW	GuD	GT
Kosten				
Investitionskosten [€/kW]	1700	1600	780	400
Annual OaM [€/MW]	28000	30000	22000	15000
Var OaM [€/MWh]	2	2	1,5	1,5
Technische Parameter				
CO ₂ -Faktoren [tCO ₂ -eq/MWh]	0,342	0,401	0,202	0,202
Kraftstoffpreise [€/MWh]	13,55	4	21,21	21,21
Wirkungsgrade [%]				
Min.	35	30	50	30
Max.	46	45	61	39

EE			
Technologien	Offs	OnS	PV
Kosten			
Investitionskosten [€/kW]	2580	1400	1150
Annual OaM [€/MW]	120000	50000	34000
Var OaM [€/MWh]	30,4	18,6	0
Technische Parameter			
FLH [h/a]	4000	1700	950
Generisches Leistungsverhältnis [%]	10	40	50

Speicher				
E2P	2	4	6	8
Kosten				
Investitionskosten [€/kW]	120	190	260	330
Annual OaM [€/MW]	1200	1900	2600	3300
Technische Parameter				
Wirkungsgrade bei der Be- und Entladung [%]	90			

Tabelle A.1: Gemeinsame Datenbasis; Eigene Einschätzung aus (Umweltbundesamt 2017; Adamek et al. 2012; Fahl et al. 2015)

²⁴ Die angenommene CO₂-Reduktion entspricht einer Minderung von 45 %, 65 % und 85 % in Bezug auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 1990.

A.2 Vergleichsmatrix (DLR, IER)

Übersicht		
Modellname	AMIRIS	E2M2
Urheber	DLR	IER
Anwendungsgebiet	Kraftwerkseinsatz, Vermarktung von Strom, Analyse von Förderinstrumenten	Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen
Modelltyp		
Modellierungsansatz	Agentenbasiertes Simulationsmodell als Gesamtmodell: <ul style="list-style-type: none"> • Mix aus persimonious-strukturelem und fundamentalen Ansatz für Merit-Order-Modell (Strombörsenpreise) • Regressionsmodell für Regelenergiemarkt (Grenzleistungspreise für neg. Minutenreserve) • Zufallszug mit Histogramm für Ausgleichenergiepreise • Stochastische Modellierung (Random-Walk) für Brennstoff- und CO₂ Preismodellierung • Stochastische Modellierung für EE-Leistungs- und Börsenpreisprognosen 	Fundamentalmodell
Systemperspektive	Bottom-up Modellierung der Akteure des Strommarktes	Bottom-up
Sektoren	Elektrizitätsmarkt (ohne KWK)	Elektrizitätsmarkt (+KWK)
Technische Grundlagen		
Programmierverfahren	Ereignis- und rundenbasierte Simulation	LP, ggf. GGLP
Programmierungsumgebung	Objektorientierte Programmierung mit JAVA / eigener Schedulingmechanismus	GAMS
Solver	Kleine Solver	CPLEX 12
Datenbank	Als .csv-Zeitreihen hinterlegte Inputdaten	MS Access
Räumliche Differenzierung		
Regionaler Umfang	Deutschland	Deutschland, Europa
Regionale Auflösung	- Keine regionale Betrachtung, da Netz nicht modelliert wird („Kupferplatte“ Stromhandel), - Aber: FEE Einspeiseprofile auf 4	- DE bis 20 Regionen - EU bis länderscharf - Nah- und Fernwärmeregionen

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

	(Wind: Süd-, Mittel, Norddeutschland & Offshore) und 3 (PV: Süd-, Mittel, Norddeutschland) Regionen aufteilbar - Wobei FEE-Inputdaten aus EnDat Modell als 18 Netzregionen oder auf Bundeslandebene aufgelöst werden können	
Zeitliche Differenzierung		
Betrachtungshorizont	Heute - 2035	Heute - 2050
Optimierungszeitraum	- Kleine Gesamtsystemoptimierung - Speicherbetriebsoptimierung für 24h	1 Jahr
Temporale Auflösung	Stündlich	Stündlich, ggf. Typstunden
Abb. zufälliger Ereignisse	Ja, stochastische Modellierung bei <ul style="list-style-type: none"> • Preisprognosen • FEE-Leistungsprognose • Ausgleichsenergie-Preisen 	Deterministisch
Lösungsansatz		
Lösungsverfahren	Simulation	Optimierung (Simplex, Barrier)
Zielfunktion	- Keine fürs Gesamtsystem (Emergenz), jedoch ggf. Profit-Maximierung auf Agentenebene	Minimierung der Systemkosten
Umgang mit Unsicherheiten	- Szenarien und Sensitivitätsanalysen - Explizite Modellierung von Unsicherheiten/Risiko auf Akteurs-ebene	Szenarien
Lösungsraum		
Politischer Rahmen	- EE-Ausbau bzw. Anteile an Nettostromverbrauch - CO ₂ -Zielerreichung - Förderinstrumente (gleitende und fixe Markt- oder Kapazitätsprämien für EE)	- Anteil EE am Bruttostromverbrauch - CO ₂ -Obergrenze
Restriktionen (grundlegend)	Keine, bei unterdeckter Gesamtlast entstehen Knappheitspreise	- Deckung der Last
Elemente der Zielfunktion	Keine Zielfunktion im eigentlichen Sinne, aber Elemente bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen während der Simulation: <ul style="list-style-type: none"> - Betriebskosten (variabel) - Betriebskosten (fix) - Investitionskosten - CO₂-Zertifikatspreise 	- Betriebskosten (variabel) - Betriebskosten (fix) - Annuierte Investitionskosten - ggf. CO ₂ -Zertifikatspreise

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

	<ul style="list-style-type: none"> - Vermarktungskosten (Prognosekosten, Profilservicekosten) - Förderkosten d. Instrumente - Einnahmen aus Stromvermarktung - Einnahmen aus Förderinstrumenten 	
Grundelemente		
Abgebildete Grundelemente	Nachfrage	Nachfrage
	Erzeugung	Erzeugung
	Speicher (Batterie, PSW etc.)	Speicher
	Anlagendispatch	Netze
		Flexibilitätsoptionen
		Investitionen

Nachfrage	AMIRIS	E2M2
Strom		
Basis Parameter	Netto-Nachfrage für D in h-Auflösung	Netto-Nachfrage für D / EU-Länder stundenscharf [MW]
Wärme		
Basis Parameter	Wärme wird nicht abgebildet	
Optionale Parameter		Wärmeregionen [-]
		<ul style="list-style-type: none"> - Lastprofil stündlich [MWth] - Alternativ (nur bei MIP): stündliche MustRun-Vorgaben [1 = „an“-Bedingung, 0 = „keine Bedingung“]
		Kraftwerkszuordnung zur Wärmeregion (nicht bei MustRun)
Reserve		
Basis Parameter		
Optionale Parameter	Keine explizite Abbildung von Systemdienstleistung, aber Modellierung der Grenzleistungspreises (Regressionsmodell) zur Bestimmung erfolgreich Gebote der EE-Direktvermarktung	<ul style="list-style-type: none"> - Systemdienstleistung: Abhängig von Implementierung: als konstanter stündlicher Wert [MW] oder anteilig an der installierten Leistung [-] - Unterscheidung zwischen drehender und nicht drehender Reserve durch Angabe des Verhältnisses

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Erzeugung	AMIRIS	E2M2
Thermische Kraftwerke		
Basis Parameter	Primärenergieträger [-] (Uran, Kohle, Gas)	Primärenergieträger [-] (Kohle, Öl, Gas, Biomasse, ...)
	Max. verfügbare Leistung [MW]	Max. netto Leistung [MW]
		Min. netto Leistung [MW]
	Wirkungsgrad bei max. netto Leistung [-]	Wirkungsgrad bei max. netto Leistung [-]
	Wirkungsgrad bei min. netto Leistung [-]	Wirkungsgrad bei min. netto Leistung [-]
	Brennstoffpreis (ohne CO ₂ -Zertifikat, ohne Transportkosten, ohne zus. Kosten) [€/MWh _{th}]	Brennstoffpreis (ohne CO ₂ -Zertifikat, ohne Transportkosten, ohne zus. Kosten) [€/MWh _{th}]
	Heizwert des Brennstoffs	
	CO ₂ -Gehalt des Brennstoffes [kg/GJ]	CO ₂ -Gehalt des Brennstoffes [kg/GJ]
	CO ₂ -Preis [€/t] (Random-Walk)	CO ₂ -Preis [€/t], nur wenn kein CO ₂ -Cap vorgegeben wird und ETS Zertifikate modelliert werden
	Sonstige variable Betriebskosten (Personalkosten, Wartung & Reparatur) [€/MWh] diskontiert auf ein Basisjahr	Sonstige variable Betriebskosten (Personalkosten, Reparatur) [€/MWh] diskontiert auf ein Basisjahr
		Fixe Betriebskosten (Kredite für Investitionen, Wartung) [k€/MWh] diskontiert auf ein Basisjahr
		Technologie-Klassifizierung (Turbinenart, ...)
Optionale Parameter	%-uale Auf- und Abschläge (Mark-Ups/Downs) auf Grenzkosten Gebote der thermischen KW zur Abbildung von An- und Abfahrtskosten, Blockgeboten und strategischen Geboten)	Start-Jahr und End-Jahr [-] nur notwendig, wenn Betrachtungszeitraum >1 Jahr und Kraftwerkspark sich dabei verändert
		Laständerungsgeschwindigkeit [MW/min]
		Mindestbetriebszeiten [h] (nur MIP)
		Mindeststillstandzeiten [h] (nur MIP)
		Verfügbarkeiten (Ausfälle, Reparatur) [-]

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

		Brennstoffverbrauch beim Anfahren [MWth/MW _{el}] (nur MIP)
		Materialermüdungskosten beim Anfahren [€/MW] (nur MIP)
		CO ₂ Jahres-Cap, Regions-/Länderscharf [Mt/a] (dann keine CO ₂ -Zertifikate notwendig)
		Max. Reservevorhaltung [MW] (Klassifizierung drehend/nicht-drehend pro Kraftwerk notwendig)
	Sonstige variable Kosten (Transport, Entsorgung, etc.)	Zusätzliche Brennstoffkosten (z. B. Transport, ...) in Abhängigkeit von Region und Jahr [€/MWh]
		Weitere Parameter für detailliertere Abbildung von Biomasse
Volatile Erzeugung		
Basis Parameter	Installierte Leistung [MW]	Installierte Leistung [MW]
	Potential-Einspeiseprofil für PV, On- und Offshore Wind bestehend aus 7 historischen realen Wetterjahren (2006-2012) bzw. 1 historischen Wetterjahr für Laufwasser (2008)	Einspeisungsprofil für PV (On- und Offshore), Wind, Laufwasser bestehend aus Volllaststunden [h] und normierter Regions/Länder-scharfer Ganglinie [-]
	Technologischer Fortschritt durch leichte Erhöhung der potentiellen FLH berücksichtigt	
Optionale Parameter	Verwendung von Einspeiseprofilen für Schwachwindanlagen	Bei Betrachtungszeiträumen >1 Jahr: Anpassungen an FLH und inst. Kapazität möglich

Netze	AMIRIS	E2M2
Transportnetze		
Basis Parameter	Keine Abbildung des Netzes	
Optionale Parameter		Max. NTC Kapazitäten zwischen den Ländern/Regionen [MW]
		Vereinfachte Übertragungsverluste im modellierten Netz: Verlust [0...1] zwischen jeder vernetzten Region

Flexibilitätsoptionen	AMIRIS	E2M2
Speicher		
Basis Parameter	Max. Leistung der Ausspeicherung [MW]	Max. Leistung der Ausspeicherung [MW]
	Max. Leistung der Einspeicherung [MW]	Max. Leistung der Einspeicherung [MW]
	Speicherkapazität [MWh]	Speicherkapazität [MWh]
	Variable Betriebskosten (Personalkosten, Reparatur) diskontiert auf ein Basisjahr [€/MWh]	Variable Betriebskosten (Personalkosten, Reparatur) diskontiert auf ein Basisjahr [€/MWh]
	Fixe Betriebskosten (Kredite für Investitionen, Wartung) diskontiert auf ein Basisjahr [k€/MW]	Fixe Betriebskosten (Kredite für Investitionen, Wartung) diskontiert auf ein Basisjahr [k€/MW]
	Technologie-Klassifizierung (Pumpspeicher, ...)	Technologie-Klassifizierung (Pumpspeicher, ...)
Optionale Parameter	Verluste bei Einspeicherung [MWh_gespeichert/ MWh_geladen]	Verluste bei Einspeicherung [MWh_gespeichert/ MWh_geladen]
	Verluste bei Ausspeicherung [-] (analog dem Wirkungsgrad)	Verluste bei Ausspeicherung [-] (analog dem Wirkungsgrad)
	Verluste während der Speicherung [MWh pro Zeitschritt/ MWh_gespeichert]	Verluste während der Speicherung [MWh pro Zeitschritt/ MWh_gespeichert]
	Start-Füllstand kann vorgegeben werden	Start- sowie End-Füllstand können vorgegeben werden
		Start-Jahr und End-Jahr [-] nur notwendig, wenn Betrachtungszeitraum >1 Jahr und Kraftwerkspark sich dabei verändert)
		Verfügbarkeiten (Ausfälle, Reparatur) [-]
DSM		
Basis Parameter	DSM Implementierung ist vorbereitet aber noch nicht codiert und getestet	
Optionale Parameter		Kompensationszeit [h]
		Installierte Kapazität pro Technologie [MW]
		Anteil der inst. Kapazität, welche zur Lastverschiebung eingesetzt werden kann [-]
		Fixe jährliche Betriebskosten (Kredite für Investitionen, Wartung) [€/kW _a]

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

		Variable Betriebskosten für Nachfragereduzierung [€/MWh]
		Variable Betriebskosten für Nachfrageerhöhung [€/MWh]
		Variable Betriebskosten für positive Regelleistung [€/MWh]
		Variable Betriebskosten für negative Regelleistung [€/MWh]
		Bei Betrachtungszeiträumen >1 Jahr können inst. Kapazität und Kosten einzeln pro Jahr angegeben werden
		Differenzierung für Jahreszeiten, Wochentage und Uhrzeiten möglich
EE-Abregelung		
Basis Parameter	Marktgetrieben Abregelung der FEE nach Anreizen des jeweils initialisierten Förderinstruments	Systemoptimale Abregelung
Optionale Parameter		Spezifische Kosten [€/MWh]
		Obergrenze in Prozent der Gesamterzeugung in einem Jahr [%]

Investitionen	AMIRIS	E2M2
Konv. Kraftwerke		
Basis Parameter		
Optionale Parameter		Alle modellierten Kraftwerksparemeter
		Spezifische Investitionskosten [k€/MW]
		Abschreibungszeitraum [a]
		Kalkulationszinssatz [-]
		Regionale Investitionsanzahl-Obergrenzen je Technologie [-]
		Jährliche Investitionsanzahl-Obergrenzen [-]
EE		
Basis Parameter		
Optionale Parameter	Alle modellierten Kraftwerksparemeter	Alle modellierten Kraftwerksparemeter

ERAFlex – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

	Spezifische Investitionskosten [k€/MW]	Spezifische Investitionskosten [k€/MW]
	Abschreibungszeitraum [a]	Abschreibungszeitraum [a]
	RoE Erwartung verschiedener Investor-Typen, Fremdkapital- Zins, risikoloser Referenzzins (Kapitalmarktzins) und instru- mentenabh. Risikoprämien --> akteursspez. WACC	Kalkulationszinssatz [-]
	Regionale Investitionsleistungs- Obergrenzen je Technologie [-]	Regionale Investitionsanzahl- Obergrenzen je Technologie [-]
	Jährliche Investitionsanzahl- Obergrenzen [-]	Jährliche Investitionsanzahl- Obergrenzen [-]

Tabelle A.2: Vergleichsmatrix

Literaturverzeichnis

- Adamek, F. et al., 2012. *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- Axelrod, R., 1997. *The Complexity of Cooperation: Agent-based Models of Competition and Collaboration*, Princeton University Press.
- Bertsch, J. & Fridgen, G., 2017. *Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität - Status-Quo-Analyse und Metastudie*, ewi Energy Research & Scenarios gGmbH und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer - Instituts für Angewandte Informationstechnik FIT und Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement.
- BMWi & BMU, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- Brenner, T., 2006. Handbook of Computational Economics. In L. Tesfatsion & K. L. Judd, eds. Elsevier, pp. 895–974.
- Bundesnetzagentur, 2013. BK4-13-739.
- Bundesnetzagentur, 2016. Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom.
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2019. *Monitoringbericht 2018*, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Available at:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf.
- Bundesregierung & BMWi, 2015. Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und zur Änderung anderer Verordnungen. *Bundesanzeiger*. Available at:
https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//%255B@attr_id=%2527bgbl115s0146.pdf%2527%255D#__bgbl__%2F%2F%25B%40attr_id%3D%27bgbl115s0146.pdf%27%25D__1558512483343.

- Consentec, 2016. *Konventionelle Mindesterzeugung - Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*, Untersuchung im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- Deissenroth, M. et al., 2017. Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration. *Complexity*, 2017, pp.1–24.
- Doderer, H. & Schäfer-Stradowsky, S., 2018. *SINTEG-WINDNODE - Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems*, IKEM.
- DWG, 2015. *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, Deutsche WindGuard (DWG) im Auftrag des Bundesverband Windenergie (BWE) und des Verband der Deutschen Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA).
- EEG, 2014. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.
- EEG, 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf.
- ENTSO-E, Hourly Load Values for a Specific Country for a Specific Month (in MW).
- EnWG, 2005. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz. Available at: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/.
- EU-Kommission, 2014. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29>.
- Fahl, U. et al., 2015. Systemanalyse Energiespeicher: Schlussbericht.
- Finkbeiner, J.L., 2017. *Retrospektive Bewertung regulatorischer Instrumente in der Energiewirtschaft hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für die Energiewende*. Universität Stuttgart.
- Fleischer, B., *Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft: Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland*. Universität Stuttgart.
- IRENA, 2018. *Renewable Power Generation Costs in 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jaffe, A.B. & Stavins, R.N., 1994. The Energy-Efficiency Gap - What does it mean? *Energy Policy*, 22(10), p.8.
- Jevons, W.S., 1871. *The Theory of Political Economy*, McMaster University Archive for the History of Economic Thought. Available at: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:hay:hetboo:jevons1871>.

- Marquant, J.F., Evins, R. & Carmeliet, J., 2015. Reducing Computation Time with a Rolling Horizon Approach Applied to a MILP Formulation of Multiple Urban Energy Hub System. *Procedia Computer Science*, 51, pp.2137–2146. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050915012946>.
- OECD, 2008. Glossary of Statistical Terms.
- Reeg, M., 2019. *AMIRIS – Ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur aktionsspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien*. Faculty of Mechanical Science and Engineering, University of Dresden.
- Reeg, M. et al., 2013. *AMIRIS - Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen*, DLR - Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, IZES - Institut für ZukunftsEnergiesysteme, Kast Simulation Solution -.
- Remme, U., 2006. *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.
- Remme, U., Blesl, M. & Kober, T., 2009. The Dual Solution of a TIMES Model: its interpretation and price formation equations.
- Röckmann, C., Lagerveld, S. & Stavenuiter, J., 2017. Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea. In B. B. & L. R., eds. *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean*. Springer.
- Savvidis, G. et al., 2019. The gap between energy policy challenges and model capabilities. *Energy Policy*, 125, pp.503–520.
- Schmidt, 2000. *Die Modellierung menschlichen Verhaltens*, Delft, Erlangen, Ghent, San Diego: SCS – European Publishing House.
- Scholz, Y., 2012. *Renewable Energy Based Electricity Supply at Low Costs: Development of the REMix Model and Application for Europe*. Universität Stuttgart.
- StromNZV, 2005. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Available at: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/>.
- Sun, N., 2013. *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -Investitionen*. Universität Stuttgart.
- Sun, N., Ellersdorfer, I. & Swider, D.J., 2008. Model-Based Long-Term Electricity Generation System Planning Under Uncertainty. In *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. pp. 1298–1304.

- Trutnevyte, E., 2016. Does cost optimization approximate the real-world energy transition? *Energy*, 106, pp.182–193. Available at: [//www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216302821](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216302821).
- Umweltbundesamt, 2017. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016.
- Urban, 2004. *Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens*. Dissertation, Faculty for the Department for Mathematics and Informatics, University of Passau. Available at: <http://www.opus-bayern.de/uni-passau/volltexte/2005/47/>.
- Williams, H.P., 2013. *Model Building in Mathematical Programming* 5th ed., London School of Economics, UK: J. Wiley & Sons Ltd.